

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ
(інститут)
ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ
(факультет)
Кафедра СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Федонюк Максим Павлович
(ПІБ)

академічної групи 141-17ск-2
(шифр)

напряму 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та
(офіційна назва)

Електромеханіка

на тему Реконструкція підстанції «Молзавод» напругою 110/35/10 кВ для
під'єднання сонячної електростанції
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	<u>Красовский П.Ю</u>			
розділів:				
Вступ:				
Технічний	<u>Красовский П.Ю</u>			
Спеціальний	<u>Красовский П.Ю</u>			
Економічний	<u>Тимошенко Л.В</u>			
Охорона праці	<u>Стовбченко О.В.</u>			

Рецензент				
------------------	--	--	--	--

Нормоконтролер	<u>Олішевський Г.С.</u>			
-----------------------	-------------------------	--	--	--

Дніпро
2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

систем електропостачання

(повна назва)

Рогоза М.В.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 2020 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню Бакалавра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Федонюк М.П.
(прізвище та ініціали)

академічної групи

141-17ск-2
(шифр)

напряму 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

на тему Реконструкція підстанції «Молзавод» напругою 110/35/10 кВ для під'єднання сонячної електростанції, затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____

Розділ	Зміст	Термін виконання
Вступ	Виконати аналіз поточного режиму роботи визначити проблеми експлуатації електрообладнання.	20.05.20
Технічний розділ	Характеристика об'єкту, обґрунтований вибір основного електрообладнання ...	30.05.20
Спеціальний розділ	Виконати розрахунок основного електрообладнання	05.06.20
Економічний	Визначити техніко-економічні показники проекту: капітальні та експлуатаційні витрати, термін окупності проекту.	10.06.20
Охорона праці	Розробка інженерно-технічних заходів з охорони праці при експлуатації об'єкту.	15.06.20

Завдання видано _____
(підпис керівника)

Красовский П.Ю
(прізвище, ініціали)

Дата видачі 20.04.2020

Дата подання до екзаменаційної комісії

Прийнято до виконання _____
(підпис студента)

Федонюк М.П
(прізвище, ініціали)

Реферат

Пояснювальна записка: 95 с., 9 рис., 22 табл., 1 додаток, 9 джерел, 5 креслень.

В технологічному розділі виконано аналіз стану підстанції та стану енергомережі. Були розроблені та запропоновані 4 варіанта реконструкції підстанції та обрано найбільш доцільний варіант, завдяки техніко-економічному аналізу.

В спеціальному розділі проведено розрахунок і вибір необхідного обладнання, а також кіл релейного захисту підстанції. Серед розрахованого та обраного обладнання це: вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму і напруги, вибір обмежувачів перенапруги. Була розрахована та побудована схема кіл релейного захисту.

В економічній частині дипломного проекту планується виконати розрахунок інвестицій в обладнання, розрахунок капітальних витрат (величину проектних капіталовкладень, витрати на монтажні, налагоджувальні роботи), планується визначити величини експлуатаційних затрат та амортизаційних відрахувань, величину річного фонду заробітної плати, кількість коштів на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж, вартість використання електроенергії об'єктом проектування протягом року.

В розділі охорона праці були переглянуті основні небезпечні фактори при обслуговуванні підстанції обслуговуючим персоналом. Також були переглянуті технічні та організаційні заходи з техніки безпеки. Згідно технічної літератури були виконані міри протипожежної безпеки. Проведені розрахунки заземлень.

Abstract

Explanatory note: 94 pp., 9 figs., 22 tables., 1 appendix, 9 sources, 5 drawings.

In terms of technology, the existing substations and existing power grids were analyzed. 4 variants of reconstruction of substations were developed and offered and the expedient variants demanding technical and economic development were chosen among themselves.

In a special section kept the necessary equipment, as well as the necessary equipment, as well as the final relief economy. The average calculated and processing equipment has: switches, scattered devices, current and voltage transformers, a choice of limited overvoltages. The scheme of relay tree keels was calculated and constructed.

In the economic sense of the diploma project it is planned to carry out scientific work in production that requires capital works (large project investments, people for installation, adjusted works), it is planned to use large workers and depreciated works, but they have a large number for use in other areas. at the same time and at the technical level. repair and measure, but use electricity generated during the year.

The section on security personnel reviewed the main hazards in the use of substations subject to personnel. Technical and organizational security measures were also reviewed. According to the technical literature, fire safety measures have been introduced. Conducted solid grounding.

Зміст

Вступ.....	8
Основні умовні позначення та скорочення.....	9
Розділ 1 – ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ	
1.1 Коротка характеристика підстанції.....	11
1.2 Розрахунок режиму роботи частини ОЕС України в період літнього мінімуму.....	12
1.3 Техніко-економічне порівняння схеми видачі потужності Новомиколаївської СЕС.....	17
1.4 Технологічне рішення	17
1.5 Висновок до першого розділу	23
Розділ 2 – СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ	
2.1 Розрахунок струмів короткого замикання.....	25
2.2 Вибір і перевірка електричних апаратів і елементів.....	28
2.2.1 Вимикачі.....	28
2.2.2 Роз'єднувачі.....	31
2.2.3 Трансформатори струму і напруги.....	32
2.2.4 Вибір ОПН.....	39
2.2.5 Облік електроенергії на підстанції.....	41
2.2.6 Будівля КРПЗ 10 кВ.....	42
2.2.7 Будівля ЗПК	42
2.2.8 Освітлення на підстанції.....	44
2.2.9 Телемеханіка	46
2.2.10 Засоби зв'язку.....	47
2.2.11 Розрахунок блискавкозахисту.....	46
2.2.12 Вибір КЛ 10 кВ.....	48
2.3 Системи релейного захисту та автоматики на підстанції.....	49
2.3.1 Основні положення релейного захисту.....	49
2.3.2 Системи релейного захисту та автоматики підстанції.....	50

2.3.2.1 РЗА приєднань 10 кВ.....	51
2.3.2.2 УРВВ і АУВ	51
2.3.3 Організація релейного захисту та автоматики трансформаторів.....	52
2.3.3.1 Загальні положення.....	52
2.3.3.2 Кола захисту трансформатора.....	53
2.3.3.3 Кола сигналізації.....	59
2.3.3.4 Розрахунок уставок спрацювання релейного захисту трансформаторів.....	61
2.4 Висновок до другого розділу.....	67
Розділ 3 – ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ	
3.1 Вступ до економічної частини.....	69
3.2 Розрахунок капітальних витрат.....	70
3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат.....	73
3.3.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань.....	73
3.3.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати.....	76
3.3.3 Єдиний соціальний внесок.....	78
3.3.4 Витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж.....	78
3.3.5 Розрахунок вартості витрат електроенергії.....	79
3.3.6 Визначення інших витрат.....	81
3.4 Висновок до Економічної частини.....	81
РОЗДІЛ 4 - ОХОРОНА ПРАЦІ	
4.1 Шкідливі та небезпечні фактори під час експлуатації підстанції.....	83
4.2 Технічні та організаційні заходи з техніки безпеки.....	85
4.3 Пожежна безпека.....	87
4.4 Розрахунок заземлення.....	89
4.4.1. Визначення розрахункового однофазного струму замикання на землю.....	89
4.4.2 Розрахунок опору заземлювачів.....	90
4.4.3. Підраховується опір природних заземлювачів.....	90

4.5 Висновок до розділу охорона праці.....	91
ВИСНОВКИ.....	92
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	93
ДОДАТКИ.....	94
Додаток А.....	95

ВСТУП

Електроенергетика - провідна галузь енергетики, що охоплює виробництво, передачу та розподіл електроенергії. Основну частину електроенергії у світі виробляють теплові, атомні та гідроелектростанції. В економічно розвинених країнах технічні засоби електроенергетики об'єднуються в автоматизовані і централізовані керовані електроенергетичні системи.

На даний момент ми не можемо собі уявити існування без електрики, вона оточує нас навколо. Нажаль на даний момент багато електростанцій та підстанцій застарілі. Використовують не ефективні підходи як в генерації (не екологічність, низька ефективність) так і в передачі електроенергії (великі втрати в мережах). Тому на даний час необхідно проводити реконструкцію об'єктів електроенергетики як в генерації так і в передачі електроенергії. Тому я вважаю тему свого диплому я вважаю актуальною.

ОСНОВНІ УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

СЕС – сонячна електростанція

АБ – акумуляторна батарея

АВР – автоматичне введення резерву

ВН – висока напруга

ВРП – відкритий розподільчий пристрій

ЗРП – закритий розподільчий пристрій

КЗ – коротке замикання

КЛ – кабельна лінія

КРПЗ – комплектний розподільчий пункт закритого типу

ЛЕП – лінія електропередачі

МСЗ – максимальний струмовий захист

ОПН – обмежувачі перенапруги

ПС – підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РЗ – релейний захист

РПН – регулювання без розриву ланцюга навантаження

ТС – трансформатор струму

ШСВ – шинний секційний вимикач

РОЗДІЛ 1 – ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Коротка характеристика підстанції.

В проекті розвитку енергетики України передбачається розвиток сонячної та вітрової енергетики в південних регіонах країни. Згідно з частиною цього плану, планується спорудити 3 сонячні електростанції.

Підстанція Молзавод знаходиться в Запорізькій області біля селища Новомиколаївка. Підстанція була побудована за для задоволення потреб місцевих жителів та молокозаводу неподалік. У зв'язку з розвитком «зеленої» енергетики на ділянці в 80 Га було вирішено побудувати Новомиколаївську СЕС. Розрахункова потужність СЕС буде складати приблизно 40МВт. Підключення Новомиколаївської СЕС до мережі було вирішено через підстанцію Молзавод. Проте для нормального функціонування підстанції необхідна її реконструкція.

На діючій ПС 110/35/10 кВ на даний час встановлено два силових трансформатори ТДТН-16000/110/35.

Схеми електричних з'єднань існуючих розподільчих пристроїв такі:

- 1) на напрузі 110 кВ – дві робочі та обхідна система шин з обхідним та шиноз'єднувальним вимикачами. Кількість ліній 110 кВ – 5: Арциз, МГРЕС, Канал, Семенівка, МИЗ.
- 2) на напрузі 35 кВ - одна секціонована вимикачем система шин. Кількість ліній 35 кВ – 3: Степна-1, Степна-2, Кр. Балка
- 3) на напрузі 10 кВ – одиночна, секціонована вимикачем система шин.

Шини 10 кВ збірні, розташовані в закритому розподільчому пункті ЗРУ-10 кВ.

Навантаження власних потреб підстанції живляться від двох трансформаторів власних потреб ТМ-100/0,4 кВ.

Щит власних потреб 0,4 кВ виконано двома секціями з секційним вимикачем, обладнанням АВР.

Живлення кін оперативного постійного струму здійснюється від існуючої стаціонарної герметичної свинцево-кислотної акумуляторної

батареї, що складається з 58 чотирьохвольтових блоків-акумуляторів ємністю 245 Аг по технології Drifit фірми «Sonnenschein». Тип акумуляторної батареї, що не потребує обслуговування – EXIDE А 704/245. Випрямні зарядно-підзарядні пристрої – ВАЗП 380/260-40/80.

Компоновка підстанції виконана таким чином, що існуючий ЗПК розташований майже в центрі площадки, частково під зв'язком 110 кВ 2Т. В існуючому ЗПК встановлено 54 панелі: з них 3 панелі постійного струму, 7 панелей власних потреб та панелі РЗАУ.

Силові та контрольні кабелі по території ПС прокладені в кабельних каналах. Освітлення території виконуються прожекторами, що встановлені на щоглах. Блискавкозахист підстанції виконано існуючими блискавковідводами висотою 30м та одиничними тросовими блискавковідводами.

1.2 Розрахунок режиму роботи частини ОЕС України в період літнього мінімуму.

Для визначенні ефективності та можливості спорудження цих об'єктів в конкретних вузлах енергосистеми необхідно розрахувати режим роботи енергосистеми з підключеними до неї сонячними електростанціями та без них. Найбільший пік генерації електроенергії СЕС спостерігається влітку, в періоди літнього мінімуму роботи мережі.

Для розрахунку режиму роботи енергосистеми використаємо програму «Графсканер». Ця програма дає змогу конструювати електричні мережі та розраховувати режими роботи мережі.

Вихідними даними для роботи в програмі є: схема електричної мережі, параметри трансформаторів, ліній електропередач, рівень напругу балансуєчого вузла, потужності навантаження та генерації у вузлах, частота, обладнання, яке встановлене у вузлах та ін.

Вихідними даними для розрахунку були навантаження та обладнання у вузлах схеми, довжини ліній та типи проводів. В таблиці 1.1 приведено назви

вузлів та типи трансформаторів в цих вузлах. На рис. 1.1 показано схему мережі з даними про проводах та довжинах ЛЕП 110 кВ. На рис. 1.2 та 1.3 показано розрахунок режимів роботи енергомережі в період літнього мінімуму.

Таблиця 1.1. Підстанції мережі 110 кВ південно-західного регіону Запорізької обл.

№	Назва ПС	Кількість і потужність трансформаторів, МВА
1.	Арциз	АТ1-200, АТ2-125
2.	Арциз 110	1-40; 2-40*
3.	Бородіно	1-16; 2-16**
4.	Болград	1-25; 2-25
5.	Буджак	1-10; 2-10
6.	Рені	1-10; 2-10
7.	Коса	1-7,5; 2-16
8.	Еталон	1-16; 2-16
9.	Ізмаїл	1-20; 2-20
10.	Утконосівка	1-6,3
11.	Суворово	1-16; 2-16
12.	Червоний яр	1-16; 2-6,3
13.	Кілія	1-25; 2-25
14.	Приморське	1-16
15.	Струмок	1-10; 2-15
16.	Колісна	1-25; 2-25
17.	Олексіївка	1-7,5
18.	Михайлівка	1-25; 2-25
19.	Білолісся	1-40; 2-40
20.	МІЗ	1-25; 2-25
21.	Тягова	1-25; 2-25
22.	Б. Дністровський	1-16; 2-16
23.	Семенівка	1-25; 2-25
24.	Старокозаче	1-16; 2-16; 3-40
25.	Арцизька СЕС	1-40
26.	Випаснянська СЕС	1-10; 2-10
* - трансформатори встановлені після будівництва СЕС		
** - резервні трансформатори		



1.3 Техніко-економічне порівняння схеми видачі потужності Новомиколаївської СЕС

Даною роботою передбачені наступні варіанти приєднання Новомиколаївської СЕС з максимальною потужністю 40 МВт до електричних мереж Південно-Західного регіону:

Варіант 1 - видача потужності СЕС передбачається по мережі 110 кВ на шини 110 кВ ПС Молзавод 110/35/10 кВ з спорудженням на території площадки СЕС пристанційного вузла 110/10 кВ по схемі "Блок лінія-трансформатор з вимикачем" з встановленням одного силового трансформатора потужністю 40 МВА напругою 110/10/10кВ.

Для видачі потужності на шини 110 кВ ПС Молзавод 110/35/10 кВ роботою передбачається її реконструкція в об'ємі:

- спорудження в ВРП 110 кВ однієї комірки для підключення ЛЕП 110 кВ від Новомиколаївської СЕС;
- заміна існуючих вимикачів 110 кВ на елегазові (9 шт.);
- заміна роз'єднувачів 110 кВ та розрядників 110, 35 кВ на обмежувачі перенапруги;
- будівництво нового ЗПК;
- релейний захист споруджуваних елементів, автоматизація елементів підстанції, облік електроенергії;
- телемеханізація підстанції;
- реконструкція доріг та організація системи водопостачання з будівництвом артезіанських свердловин на території підстанції.

Видача потужності за даним варіантом передбачається по одній кабельній лінії 110 кВ, довжиною 100 м, виконаної одножильним кабелем з ізоляцією з зшитого поліетилену.

Роботою також враховано винос існуючих ПЛ 110, 35, 10 кВ з території забудови Новомиколаївської СЕС, їх каблювання на ділянках виносу та спорудження перехідних пунктів на ПЛ 110 та 35 кВ.

Варіант 2 - за даним варіантом видача потужності Новомиколаївської СЕС передбачається по мережі 35 кВ на шини 35 кВ ПС Молзавод 110/35/10 кВ з будівництвом на території СЕС пристанційного вузла 35/10 кВ по схемі "Два блока лінія-трансформатор з вимикачами" з двома силовими трансформаторами 2х25МВА напругою 35/10/10 кВ.

Для підключення Новомиколаївської СЕС до шин 35 кВ ПС Молзавод передбачається виконати роботи по її реконструкції в об'ємі зазначеному в варіанті 1 з додатковою заміною існуючих трансформаторів 2х16 МВА на трансформатори 2х25 МВА, напругою 110/35/10 кВ, та спорудженням двох комірок 35кВ.

Приєднання Новомиколаївської СЕС до ПС Молзавод передбачається виконати по двох ланцюговій ПЛ 35 кВ, довжиною 100 м, проводом марки АС 120 мм².

Також за даним варіантом передбачається виконати винесення мереж 110, 35, 10 кВ з території забудови згідно варіанту 1.

Варіант 3 - видачу потужності Новомиколаївської СЕС передбачається виконати по мережі 10 кВ з встановленням на ПС Молзавод третього силового трансформатора потужністю 40 МВА, напругою 110/10/10 кВ з будівництвом нового КРПЗ 10 кВ на 10 лінійних комірок на території ПС Молзавод.

Приєднання Новомиколаївської СЕС до шин 10 кВ передбачається виконати по 8-ти кабельних лініях 10 кВ, одножильним кабелями з ізоляцією із зшитого поліетилену, прокладеним від ТП-10/0,4 кВ (Вартість будівництва ТП 10/0,1 кВ входить в вартість будівництва СЕС).

За даним варіантом також передбачається виконати реконструкцію ПС Молзавод та винесення мереж 110, 35, 10 кВ з території забудови в обсязі наведеному для варіанта 1.

Варіант 4 - за даним варіантом видача потужності Новомиколаївської СЕС передбачається по мережі 10 кВ на існуючі шини 10 кВ ПС Молзавод 110/35/10 кВ з заміною двох існуючих трансформаторів потужністю 2х16 МВА на трансформатори 2х25 МВА та реконструкцію КРПЗ 10 кВ.

Видачу потужності на шини 10 кВ ПС Молзавод передбачається виконати по 4-ом кабельним лініям 10 кВ, виконаних одножильними кабелями з ізоляцією з зшитого поліетилену, прокладеної від ТП-2х100-10/0,4, розташованої на території СЕС.

Об'єм реконструкції ПС Молзавод та винос мереж 110, 35, 10 кВ з території забудови СЕС прийнято за варіантом 1.

Схема видачі потужності Новомиколаївської СЕС по 4-ом варіантам наведена на рис. 1.4.

Знайдемо суму капітальних вкладень і щорічних витрат на ремонт та експлуатацію підстанції без врахування обладнання, яке передбачається встановити чи реконструювати в кожному з 4-ох варіантів. Результати підрахунків зведемо в таблиці 1.2 і 1.3.

1.4 Технологічне рішення

Проект передбачає реконструкцію таких частин підстанції:

- встановлення на ПС третього силового трансформатора потужністю 40 МВА, напругою 110/10/10 кВ;
- будівництво нового КРПЗ 10 кВ на 18 комірок для підключення кабельних ліній 10 кВ від СЕС;
- спорудження на ВРП 110 кВ однієї комірки для підключення кабельної лінії 110 кВ від третього трансформатора;
- заміна існуючих вимикачів 110 кВ на елегазові (9шт);
- заміна роз'єднувачів 110 кВ та розрядників 110, 35 на обмежувачі;
- встановлення нових обмежувачів 10 кВ;
- будівництво нового ЗПК.

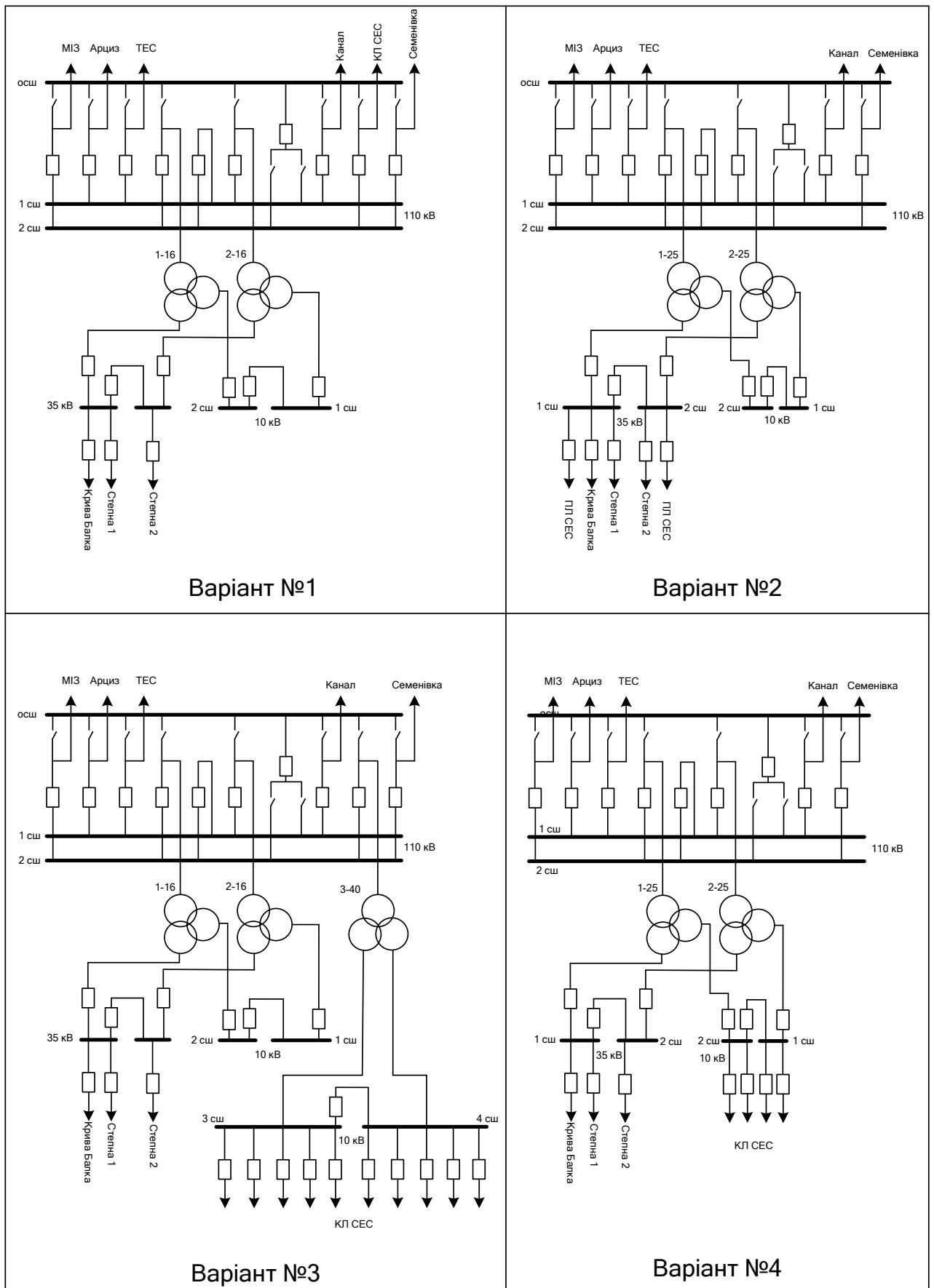


Рис 1.4. Схема видачі потужності Новомиколаївської СЕС

Таблиця 1.2.

Найменування затрат	Вартість, тис. грн.	Варіант №1		Варіант №2		Варіант №3		Варіант №4	
		Довжина, км	Вартість, тис. грн.	Довжина, км	Вартість, тис. грн.	Довжина, км	Вартість, тис. грн.	Довжина, км	Вартість, тис. грн.
Лінії електропередач, км									
110 кВ (кабельна)	5000	0,1	500	-	-	-	-	-	-
35 кВ (2- ланцюгова)	695,83	-	-	0,1	69,58	-	-	-	-
10 кВ (кабельна)	1450,84	-	-	-	-	1	1450,84	0,4	580,336
Підстанції									
	Вартість, тис. грн.	К-сть	Вартість, тис. грн.	К-сть	Вартість, тис. грн.	К-сть	Вартість, тис. грн.	К-сть	Вартість, тис. грн.
ПС на СЕС	-	1	35000	1	25000	-	-	-	-
Трансформатор 25 МВА 110/35/10	7425,50	-	-	2	14851	-	-	2	14851
Трансформатор 40 МВА 110/10/10	9520,00	-	-	-	-	1	9520	-	-
Комірка 10 кВ	405,181	-	-	-	-	10	4051,81	4	1620,725
Комірка 35 кВ	1167,120	-	-	2	2334,24	-	-	-	-
Комірка 110 кВ	2093,586	1	2093,586	-	-	1	2093,586	1	2093,586
Всього капіталовкладень			37593,586		42254,82		17116,236		19145,647

Розрахунок приблизних капіталовкладень

Таблиця 1.3.

Розрахунок щорічних витрат, тис. грн.

Найменування	Варіант №			
Щорічні витрати на технічне обслуговування	1	2	3	4
ПЛ 35-110 кВ, 1,2% від К	-	0,834	-	-
КЛ 10 кВ, 3,8 % від К	-	-	55,13	22,050
КЛ 110 кВ, 4,2 % від К	21	-	-	-
ПС 35-110 кВ, 2,4 % від (К-К ₀)	902,24	1132,61	545,77	579,78
Амортизаційні відрахування				
ПЛ 35-110 кВ, КЛ 10 кВ і 110 кВ, 2% від К	9,6	1,39	20,915	11,59
ПС 35-110 кВ, 3,6% від (К-К ₀)	1353,36	1698,915	818,65	869,67
Вартість втрат				
навантаж	1236,24	3708,72	1236,24	2036,16
неробочого ходу	1353,68	4260,12	1353,68	2269,41
Разом щорічні витрати (В)	4845,52	10800,425	3954,34	5755,02

Так як наші варіанти не вимагають визначення загальної ефективності і в яких доходи ідентичні у всіх варіантах, порівнювальна ефективність оцінимо шляхом порівняння сумарних дисконтованих затрат:

$$Z_{oc} = K + \frac{(B - A_p)}{E}$$

Сума приблизних затрати для 4-ох варіантів:

Варіант №1 – 37593,586 тис. грн.

Варіант №2 – 42254,82 тис. грн.

Варіант №3 – 17116,236 тис. грн.

Варіант №4 – 19145,647 тис. грн.

До реалізації рекомендується варіант №3, це обумовлено: найнижчими дисконтними затратами та виключенням будівництва на території СЕС пристанційного вузла.

1.5 Висновок до першого розділу

В першому розділі ми дали коротку характеристику ПС Молзавод, а також оцінили Новомиколаївську СЕС яка буде вводиться в систему. Привели розрахунок режиму роботи частини ОЕС України в період літнього мінімуму, що дозволило зрозуміти стан системи до і після підключення СЕС. Провели техніко-економічне порівняння схеми видачі потужності Новомиколаївської СЕС і знайшли оптимальний варіант реконструкції підстанції.

2.СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

2.1 Розрахунок струмів короткого замикання

У розрахунках струмів короткого замикання необхідно визначити наступні величини:

- I_{n0} - початкове діюче значення періодичної складової струму короткого замикання - для розрахунку обладнання на термічну стійкість;
- i_{y0} - ударний струм короткого замикання - для розрахунку обладнання на електродинамічну стійкість;
- i_{at} - аперіодичну складову струму короткого замикання в момент $t = \tau$ (відключення ланцюга) - для перевірки вимикача на відключаючу здатність;
- $I_{n\tau}$ - періодичну складову струму короткого замикання в момент $t = \tau$ (відключення ланцюга) - для перевірки вимикача на відключаючу здатність.

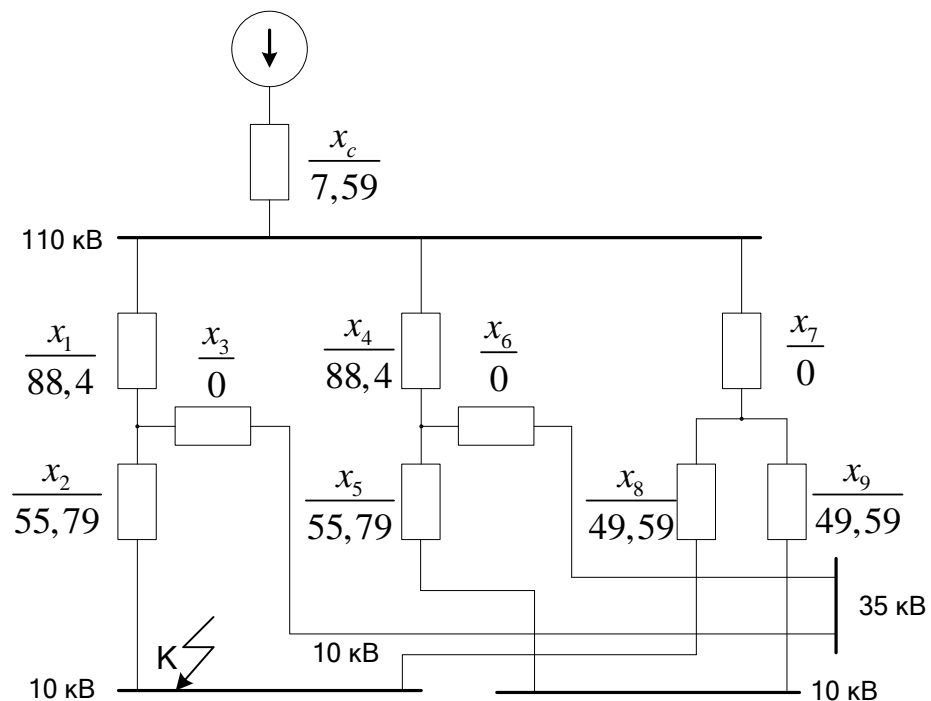


Рис. 2.1. Еквівалентна схема заміщення

Трифазний струм короткого замикання на шинах 110 кВ ПС Молзавод після приєднання СЕС становить 8,9 кА.

За основну ступінь напруги приймаємо $U_{\bar{o}} = 110 \text{ кВ}$.

Знаходимо опір елементів розрахункової схеми, приведені до напруги $U_{\bar{o}} = 110 \text{ кВ}$.

Енергосистема.

$$x_c = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot I^{(3)}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 8,9} = 7,14 \text{ Ом.}$$

Трансформатори ТДТН 16000/110.

$$x_1 = x_4 = x_{B1*} \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\bar{o}}} = 0,107 \cdot \frac{110^2}{16} = 88,4 \text{ Ом;}$$

$$x_2 = x_5 = x_{H1*} \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\bar{o}}} = 0,107 \cdot \frac{110^2}{16} = 55,79 \text{ Ом;}$$

$$x_3 = x_6 = 0.$$

Трансформатор ТРДН 40000/110.

$$x_8 = x_9 = x_{H1(H2)*} \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\bar{o}}} = 0,15 \cdot \frac{110^2}{40} = 49,59 \text{ Ом;}$$

$$x_7 = 0.$$

Після еквівалентування схеми, зображеної на рис. 3.1, отримаємо

$$x_{\Sigma} = 36,91 \text{ Ом.}$$

Струм КЗ в точці К

$$I_{115}^{(3)} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot 36,91} = 1721 \text{ A.}$$

Струм КЗ в точці К, приведений до напруги 10 кВ

$$I_{10}^{(3)} = 1721 \cdot \frac{110}{10} = 18,9 \text{ кА.}$$

Визначення ударного струму короткого замикання:

для 10 кВ

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 18,9 \cdot 1,82 = 48,65 \text{ кА.},$$

для 110 кВ

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 8,9 \cdot 1,82 = 22,9 \text{ кА.}$$

де, згідно з таблицею 3.6 [1], $k_{y\partial}$ - ударний коефіцієнт [1]

Визначення аперіодичної складової струму короткого замикання в момент часу $t = \tau$:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\tau/T_a};$$

$$\tau = t_{c.в} \cdot t_{3min},$$

де τ - час розмикання ланцюга короткого замикання дутогасними контактами вимикача.

t_{3min} с - мінімальний час дії релейного захисту;

$t_{c.в}$ - власний час відключення вимикача, с;

T_a - постійна часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання згідно таблиці 3.6 [6], $T_a = 0,05$ с.

Таким чином:

для 10 кВ:

$$\tau = 0,01 + 0,015 = 0,025 \text{ с};$$
$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 18,9 \cdot e^{-0,025/0,05} = 16,2 \text{ кА}.$$

для 110 кВ

$$\tau = 0,01 + 0,026 = 0,036 \text{ с};$$
$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,9 \cdot e^{-0,036/0,05} = 6,13 \text{ кА}.$$

Визначення періодичної складової струму короткого замикання в момент часу $t = \tau$:

для 10 кВ

$$I_{n\tau} = I_{n0} = 18,9 \text{ кА}.$$

для 110 кВ

$$I_{n\tau} = I_{n0} = 8,9 \text{ кА}.$$

2.2 Вибір і перевірка електричних апаратів і елементів

2.2.1 Вимикачі

Вимикачі вибираються за умовами:

$$U_{н.выкл} \geq U_{уст};$$

$$I_{н.выкл} \geq I_{max},$$

де $U_{н.выкл}$ - номінальна напруга вимикача, кВ;

$I_{н.выкл}$ - номінальний струм вимикача, А;

I_{max} - найбільший струм режиму роботи, А.

Перевірка вимикачів проводиться за наступними умовами:

1) на симетричний струм відключення

$$I_{откл.ном} \geq I_{нт},$$

де $I_{откл.ном}$ - номінальний струм відключення вимикача, кА;

2) на можливість відключення аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} \cdot I_{откл.ном} \geq i_{ат};$$

$$\tau = tc \cdot \epsilon_{зmin},$$

де $i_{a.ном}$ - номінальне допустиме значення аперіодичної складової в відключається струмі для часу τ , кА;

$\beta_{норм}$ - нормоване значення вмісту аперіодичної складової в струмі виключення, %. Визначається по малюнку 4.33 [6], в залежності від τ або за каталожними даними вимикача;

3) по включаючій здатності:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}; I_{вкл} \geq I_{н0},$$

де $i_{вкл}$ - найбільший пік струму включення, кА;

$I_{вкл}$ - номінальний струм включення, кА;

4) на електродинамічну стійкість:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; I_{пр.скв} \geq I_{н0},$$

де $i_{пр.скв}$ - найбільший пік (струм електродинамічної стійкості) граничного наскрізного струму, кА;

$I_{пр.скв}$ - діюче значення періодичної складової граничного наскрізного струму короткого замикання, кА;

5) на термічну стійкість:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k; B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); t_{откл} = t_{р.з} + t_{откл.в},$$

де $I_{тер}$ - струм термічної стійкості, кА;

$t_{тер}$ - тривалість протікання струму термічної стійкості, с;

B_k - теплової імпульс струму короткого замикання за розрахунком, кА²·с;

$t_{откл}$ - розрахункова тривалість короткого замикання, с;

$t_{р.з}$ - час дії основної релейного захисту в даному колі, с;

$t_{откл.в}$ - повний час відключення вимикача, с.

Перевірку правильності вибору вимикачів зведемо в таблиці 2.1 і 2.2

Таблиця 2.1

Порівняння даних вимикача 120-SFM-32В з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Паспортні дані вимикача
$U_{н.выкл} \geq U_{уст}$	110 кВ	128 кВ
$I_{н.выкл} \geq I_{max}$	259,9 А	3150 А
$I_{откл.ном} \geq I_{нт}$	8,9 кА	31,5 кА
$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} \cdot I_{откл.ном} \geq i_{ат}$	6,13 кА	20 кА
$i_{вкл} \geq i_{уд}$ $I_{вкл} \geq I_{n0}$	22,9 кА 8,9 кА	80 кА 31,5 кА
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$ $I_{пр.скв} \geq I_{n0}$	22,9 кА 8,9 кА	80 кА 31,5 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ $B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$	6,81 кА ² ·с	2976 кА ² ·с

Порівняння розрахункових даних вимикача ВВ/TEL-10-20/1600 комірки
КМ-1Ф з розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Паспортні дані вимикача
$U_{н.выкл} \geq U_{уст}$	10 кВ	10 кВ
$I_{н.выкл} \geq I_{max}$	1155 А	1600 А
$I_{откл.ном} \geq I_{нт}$	18,9 кА	20 кА
$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} \cdot I_{откл.ном} \geq i_{ат}$	15,5 кА	17 кА
$i_{вкл} \geq i_{уд}$	46,4 кА	51 кА
$I_{вкл} \geq I_{n0}$	18,9 кА	20 кА

2.2.2 Роз'єднувачі

Роз'єднувачі вибираються за умовами:

$$U_{н.разъед} \geq U_{уст};$$

$$I_{н.разъед} \geq I_{норм};$$

$$I_{н.разъед} \geq I_{max}.$$

Обраний роз'єднувач необхідно перевірити за умовами:

- 1) на електродинамічну стійкість в режимі короткого замикання:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; I_{пр.скв} \geq I_{n0};$$

- 2) на термічну стійкість:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$$

Перевірку правильності вибору роз'єднувача зведемо в таблицю 2.3.

Порівняння розрахункових даних роз'єднувача РГП-110/1000 УХЛ1 з
розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Паспортні дані роз'єднувача
$U_{н.разъед} \geq U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
$I_{н.разъед} \geq I_{max}$	259,9 А	1000 А
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	22,9 кА	80 кА
$I_{пр.скв} \geq I_{n0}$	8,9 кА	31,5 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ $B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$	6,81 кА ² ·с	2976 кА ² ·с

2.2.3 Трансформатори струму і напруги

Трансформатор струму призначений для зменшення первинного струму до значень, найбільш зручних для вимірювальних приладів і реле, а також для відділення ланцюгів вимірювання та захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

Вимірювальні трансформатори струму вибирають:

1) по напрузі установки:

$$U_{н.тт} \geq U_{уст}$$

де $U_{н.тт}$ - номінальна напруга трансформатора струму, кВ;

2) по струму:

$$I_{1н.тт} \geq I_{норм}$$

$$I_{1н.тт} \geq I_{max}$$

де $I_{1н.тт}$ - номінальний первинний струм трансформатора струму, А.

Номінальний струм повинен бути якомога ближче до робочого струму установки, так як недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок.

- 3) по конструкції і класу точності;
- 4) по електродинамічній стійкості:

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

- 5) по термічній стійкості:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$$

- 6) по вторинному навантаженні:

$$r_2 \leq r_{2н}$$

де r_2 - вторинна навантаження трансформатора струму, Ом;

$r_{2н}$ - номінальна допустима навантаження трансформатора струму в обраному класі точності, Ом.

Вторинна навантаження складається з опору приладів, з'єднувальних проводів та перехідного опору контактів:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k.$$

Опір приладів визначається за виразом:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}$$

де $S_{приб}$ - потужність, споживана приладами, В·А;

I_2^2 - вторинний номінальний струм приладу, А.

Опір контактів приймається 0,05 Ом при двох-трьох приладах і 0,1 Ом при більшому числі приладів. Опір з'єднувальних проводів залежить від їх довжини і перетину. Щоб трансформатор струму працював у обраному класі точності, необхідно витримати умову:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq r_{2\text{н}}$$

звідки

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{н}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}$$

Знаючи $r_{\text{пр}}$, можна визначити переріз сполучних проводів

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}},$$

де ρ - питомий опір матеріалу проводу, Ом·м/мм².

$l_{\text{расч}}$ - розрахункова довжина, що залежить від схеми з'єднання трансформаторів струму, м. У даному випадку трансформатори струму з'єднані в повну зірку.

Трансформатор напруги призначений для пониження високої напруги до стандартного значення 100 або $100/\sqrt{3}$ В і для відділення ланцюгів вимірювання і релейного захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

Трансформатори напруги вибираються:

1) по напрузі установки:

$$U_{\text{н.тн}} \geq U_{\text{уст}},$$

де $U_{\text{н.тн}}$ - номінальна напруга трансформатора напруги, кВ;

2) за конструкцією і схемою з'єднання обмоток;

3) по класу точності;

4) по вторинному навантаженні:

$$S_{н.тн} \geq S_{2\Sigma},$$

де $S_{н.тн}$ - номінальна потужність в обраному класі точності, В·А;

$S_{2\Sigma}$ - навантаження всіх вимірювальних приладів та реле, приєднаних до трансформатора напруги, В·А.

На РУ 110 кВ приймаємо для установки трансформатор струму марки ТРГ-110-II-У1 600/5. Трансформатори струму серії ТРГ призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам і пристроїв захисту і управління в установках змінного струму частоти 50 Гц з номінальною напругою 110 кВ. Трансформатори призначені для експлуатації у відкритих і в закритих розподільчих пристроях в районах з помірним, тропічним (до плюс 55°C) або холодним кліматом (до мінус 60°C), вибухобезпечним навколишнім середовищем, не містить агресивних газів і пари в концентраціях, що руйнують метали і ізоляцію. Вміст корозійно-активних агентів з ГОСТ 15150 (для атмосфери типу II). Ізоляційної середовищем трансформаторів струму серії ТРГ є шестифториста сірка SF6 (елегаз), або суміші SF6 і CF4 (тетрафторметан-14). Контроль газового середовища здійснюється за допомогою сигналізатора щільності.

У таблиці 2.4 наведено перелік приладів, що підключаються до трансформатора струму.

Таблиця 2.4

Вторинне навантаження трансформатора струму

Назва	Тип	Навантаження, В·А, фази		
		А	В	С
Багатофункціональний вимірювальний перетворювач	PM130EH PLUS	0,1	0,1	0,1
Сума		0,1	0,1	0,1

Визначимо навантаження на трансформатор струму. Вторинна навантаження складається з опору приладів, з'єднувальних проводів та перехідного опору контактів:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k.$$

Опір приладів визначається за виразом:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом.},$$

Опір контактів

$$r_k = 0,05 \text{ Ом.}$$

Номинальна потужність вторинного навантаження $S_{ном} = 50 \text{ А}$. Звідси

$$r_{2н} = \frac{S_{ном}}{I_{втор}^2} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом.}$$

Опір з'єднувальних проводів

$$r_{пр} = r_{2н} - r_{приб} - r_k = 2 - 0,004 - 0,05 = 1,946 \text{ Ом.}$$

Довжину з'єднувальних проводів прийmemo 50 м.

Перетин з'єднувальних проводів

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{50 \cdot 0,0175}{1,946} = 0,45 \text{ мм}^2,$$

Розрахунковий перетин виходить рівним $0,45 \text{ мм}^2$, що неприпустимо в умовах міцності (ПУЕ), тому приймаємо стандартне перетин для міді $2,5 \text{ мм}^2$.
Марка проводу КВБбШв. Тоді:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{50 \cdot 0,0175}{2,5} = 0,35 \text{ Ом.}$$

$$\text{Тоді } r_2 = r_{приб} + r_{np} + r_k = 0,35 + 0,004 + 0,05 = 0,404 \text{ Ом.}$$

Проведемо перевірку даних трансформаторів струму, результати перевірки зведемо в таблицю 2.5

Таблиця 2.5.

Порівняння параметрів трансформатора струму ТРГ-110-ІІ-У1 600/5 з розрахунковими даними

Умови вибору та перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані трансформатора струму
$U_{н.тт} \geq U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
$I_{н.тт} \geq I_{max}$	259,9 А	600 А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	22,9 кА	102 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	6,81 кА ² ·с	1600 кА ² ·с
$r_2 \leq r_{2н}$	0,404 Ом	1,2 Ом

Таким чином, трансформатор струму ТРГ-110-ІІ-У1 600/5 з коефіцієнтом трансформації 600/5 і класом точності 0,5/10Р/10Р/10Р проходить по всіх параметрах.

Вимірювальний трансформатор напруги пропонується встановити типу НОГ-110-ІІ-ІІ У1. Вимірювальні трансформатори НОГ напруги з елегазовою ізоляцією призначені для застосування в ланцюгах змінного струму частотою 50 або 60 Гц з метою передачі сигналу вимірювальної інформації приладів вимірювання, захисту, автоматики, сигналізації та управління.

Трансформатори напруги встановлюються на І, ІІ та обхідну систему шин 110 кВ.

Складемо таблицю 2.6, в якій покажемо вторинні навантаження трансформатора напруги.

Таблиця 2.6 .

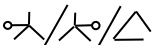
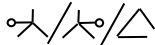
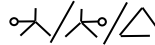
Вторинні навантаження трансформатора напруги

Назва	Тип	$S_{расч}$, В·А
Багатофункціональний вимірювальний перетворювач	PM130EH PLUS	0,04
Лічильник електроенергії	SL 7000	2

Проведемо перевірку запропонованого трансформатора, результати перевірки зведемо в таблицю 2.7.

Таблиця 2.7.

Порівняння параметрів трансформатора напруги НОГ-110-II-II У1 з
розрахунковими даними

Умови вибору і перевірки	Розрахункові величини	Каталожні дані трансформатора напруги
$U_{н.тн} \geq U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
		
$S_{н.тн} \geq S_{2\Sigma}$	2,04 В·А	1200 В·А

Трансформатор напруги типу НОГ-110-II-II У1 підходить за всіма умовами.

Аналогічно вибираємо ТН і ТС на шинах 35 і 10 кВ.

На шини 35 кВ вибираємо трансформатор напруги ЗНОМП-35 У1, трансформатори струму не входять в план реконструкції.

В КРПЗ 10 кВ установлені трансформатори напруги ЗНОЛ-10 і трансформатори струму ТОЛ-10-I У1.

2.2.4 Вибір ОПН

На шинах ВРП 110 кВ найбільший з струмів короткого замикання в місці установки ОПН, $I_{кз}=8,9$ кА;

Діюча ПС 110/35/10 "Старокозаче" розміщена в районі, що відповідає II ступеню забрудненості навколишнього середовища за умовами роботи ізоляції згідно ПУЕ.

Відповідно до ГОСТ 9920-89 для підстанційної ізоляції в проекті приймається питома ефективна довжина шляху витоку 2,0 см/кВ.

Припускаючи відсутність вищих гармонік на шинах ВРУ в нормальних режимах роботи, з табл. 1[2] знаходимо, що найбільша робоча напруга мережі з п'ятивідсотковим запасом

$$U_{нс} = 1,05 \cdot 72,8 = 76,44 \text{ кВ}$$

За умовою $U_{нро} > U_{нс}$ необхідно, щоб $U_{нро} > 76,44$ кВ. Вибираємо ОПН-П1-110/88/10/3 III УХЛ1, що відповідає цій умові.

За умовою забезпечення вибухобезпеки $I_{вб} \geq 1,20 \cdot I_{кз}$, знаходимо:

$$40 \text{ кА} > 10,68 \text{ кА}$$

Оскільки дослідження квазіусталених перенапруг в розглянутій схемі не проводилося, виберемо ОПН за тимчасовими допустимим підвищенням напруги приблизно. З табл. 5, максимальне значення напруги при однофазному КЗ на шинах ВРУ не перевищує $1,4U_{нр}$ при $t_y = 0,4$ с. Фазне значення найбільшого робочої напруги

$$U_{нр} = 1,15 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 73 \text{ кВ}$$

Звідси $U_y = 1,4 \cdot 73 = 102,2$ кВ, а кратність цієї напруги у відношенні до $U_{нро}$ становить

$$\frac{U_y}{U_{нро}} = \frac{102,2}{88} = 1,16$$

По кривих залежності [3] "Допустима напруга промислової частоти – час" обмежувачів перенапруги в полімерній ізоляції на класи напруги від 110 до 330 кВ по 3 класу пропускну здатності знаходимо час, протягом якого ОПН витримує цей вплив. Для ОПН-П1-110/88/10/3 III УХЛ1 умова $t_e \geq 4$ с виконується з великим запасом.

Проведемо наближену оцінку захисного рівня ОПН при грозових перенапругах. Так як, рівні ізоляції трансформаторів і апаратів ОРУ-110 кВ електричних станцій скоординовані із захисним рівнем розрядника РВС-110, то для заміни його на ОПН потрібне виконання умови $U_{ост\ г} \geq U_{ост\ рв}$. Залишкова напруга $U_{ост\ г}$ при струмі грозового імпульсу 10 кА для РВС-110 складає 295 кВ (табл. 2[2]), а $U_{ост\ г}$ для ОПН-П1-110/88/10/3 III УХЛ1 рівна 302 кВ. Тобто, умова $U_{ост\ г} \geq U_{ост\ рв}$ виконується.

Визначимо захисний рівень обмежувача при комутаційних перенапругах. Визначаємо випробувальну напругу комутаційного імпульсу для захищаючого трансформатора:

$$U_{ки} = K_u \cdot K_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 343,7 \text{ кВ}$$

де $U_{исп50} = 200$ кВ (з табл.4 [2])

Залишкову напругу на ОПН $U_{остк}$ при впливі на нього комутаційного імпульсу знаходиться паспортних даних ОПН і становить 213 кВ. Тобто, умова $U_{остк} \leq \frac{U_{ки}}{1,2}$ виконується.

Виберемо довжину шляху витоку ОПН і його кліматичне виконання. За вихідними даними в зоні споруди ВРП ступінь забруднення атмосфери

відноситься до категорії II. Тому вибираємо модифікацію ОПН по довжині шляху витоку II, кліматичне виконання УХЛ, категорія розміщення 1.

Аналогічно вибираємо для установки ОПН на стороні 35 кВ: ОПН-П1-35/40,5/10/3 УХЛ1. ОПН 10 кВ входить до складу комірок КМ-1Ф.

2.2.5 Облік електроенергії на підстанції

На вводах 110, 35 і 10 кВ трансформаторів, на ШСВ 110, на лініях та ОВ 110 кВ і лініях 10 кВ до СЕС, на лініях 10 кВ зв'язку з існуючим ЗРУ 10 кВ передбачається вимірювання активної та реактивної потужності, струму навантаження з використанням цифрових вимірювальних приладів типу SATEC. На вводах 0,4 кВ ТВП передбачається вимірювання струму навантаження.

Вимірювання напруги - на шинах 10, 35 і 110 кВ, на шинах КРПЗ 10 кВ, на щитах власних потреб та постійного струму.

Облік електричної енергії - на вводах 35 і 10 кВ трансформаторів 1Т і 2Т, на вводах 10 кВ 3Т, на лініях та ОВ 110, на КЛ 10 кВ до СЕС та КЛ 10 кВ зв'язку з існуючим КРУ, на вводах ТВП 0,4 кВ, на лініях господарських потреб 0,4 кВ. Передбачається використання цифрових багатофункціональних лічильників серії SL 7000. Клас точності основних та дублюючих лічильників ПЛ та ОВ 110 кВ – 0,2S, інших лічильників – 0,5S. Лічильники 110 кВ живляться від окремих обмоток напруги ТН 110 кВ. Лічильники КЛ 10 кВ до СЕС та КЛ 10 кВ зв'язку з існуючим КРУ живляться від окремих ТН у КРПЗ 10 кВ. Кола трансформаторів струму та напруги лічильників підключаються через колодки підключення. Враховується окреме живлення лічильників та вимірювальних приладів.

2.2.6 Будівля КРПЗ 10 кВ

Будівля комплектного розподільчого пункту складається двох не секціонованих вимикачем системи шин з установкою 18 комірок КМ-1-Ф 10 кВ, до складу яких входять: вимикач ВВ/TEL-10-1600/20 – 6 комплектів, вимикач ВВ/TEL-10-630/20 – 8 комплектів, трансформатори струму ТОЛ-10 – 14 комплектів, обмежувач перенапруги ОПНн-10/550/10,5 – 14 комплектів, трансформатор напруги ЗхЗНОЛ-10 – 4 комплекти, запобіжник ПН-011-10 – 4 комплекти. В будівлі передбачено електричне опалення, освітлення та вентиляція, а також прокладені кабелі та проводи внутрішніх зв'язків. Для вводу силових кабелів 10 кВ від сонячної електростанції під КРПЗ проектом передбачається кабельний канал шириною 1160 мм з кабельними конструкціями шириною 440 мм та виходом назовні зі сторони ВРУ-110 кВ. Зв'язок контрольних кабелів між секціями передбачено заводом з їх подальшим виводом з комірок 17 та 18 в кабельний лоток шириною 500 мм. Вивід контрольних кабелів виконано з протилежної сторони від силових та передбачає їх часткове прокладання в траншеї під цегляною стіною КРПЗ до зовнішнього лотка. Для прокладки КЛ-10 кВ від СЕС та зв'язку з існуючим ЗРУ-10 кВ проектом передбачено кабельний канал шириною 1840 мм, який забезпечує прокладання 40 кабелів 10 кВ. Довжина такого каналу складає 135 м та враховує два переїзди через дорогу.

2.2.7 Будівля ЗПК

Згідно з технічним завданням на виконання робочого проекту "Реконструкція ПС Молзавод 110/35/10кВ для підключення сонячних електростанцій встановленою потужністю 40МВт передбачено спорудження нового ЗПК для встановлення проектної акумуляторної батареї, щитів власних потреб постійного та змінного струмів, панелей РЗАУ.

Компонування загальнопідстанційного пункту керування передбачає наступні приміщення:

- приміщення панелей;
- приміщення акумуляторної батареї;
- приміщення зв'язку;
- приміщення РЗА ;
- майстерня;
- побутові приміщення (кімната прийому їжі, гардеробна, душова, кімната зберігання та сушки прибирального інвентарю).

Панелі щитів власних потреб постійного та змінного струмів, панелей РЗАУ, обладнання зв'язку мають сейсмостійке виконання для встановлення в районі з сейсмічною інтенсивністю 8 балів по шкалі MSK-64. Герметична акумуляторна батарея Dryfit A704/245 Sonnenschein із 54 елементів встановлюється на сейсмостійкі стелажі.

В приміщеннях ЗПК передбачається робоча й аварійна система освітлення. Живлення аварійного освітлення виконано з перемиканням на систему постійного струму при зникненні змінного струму. В приміщенні АБ передбачене аварійне освітлення згідно гл.4.4, п.4.4.13 ПУЕ: 2008. Освітлення приміщень будинків виконано світильниками з лампами розжарювання й люмінесцентними лампами. Напруга робочої мережі освітлення 380/220В змінного струму, аварійної - 220В постійного струму. Освітлення приміщень виконано згідно ДБН В.2.5-28-2006 "Природне і штучне освітлення", гл.6 ПУЕ: 2006.

Приміщення ЗПК мають категорію Д з вибухопожежної і пожежної небезпеки згідно НАПБ Б.03.002-2007. Категорія Д приміщення герметичної АБ підтверджується розрахунками по виділенню водню для всіх режимів експлуатації акумуляторної батареї (постійного підзаряду і дозаряду). З урахуванням запроєктованої вентиляції виділення водню значно менше нижньої концентраційної межі розповсюдження полум'я для водню, яка

складає 4,12%. За таких умов неможливе утворення вибухопожежної газоповітряної суміші в приміщенні герметичної АБ.

Живлення електроустановок ЗПК напругою до 1кВ виконано з використанням системи заземлення TN-C-S з формуванням основної і додаткової системи зрівнювання потенціалів згідно ДБН В.2.5-27-2006, гл.1.7 ПУЕ:2006. Мережі живлення переносних електроприймачів захищені пристроями захисного відключення, які реагують на диференційний струм, не більший за 30 мА.

Кабельна продукція, використана в проекті, відповідає вимогам пожежної безпеки, встановленими ДСТУ 4809:2007. Для живлення електроприймачів в ЗПК застосовані кабелі стійкі до поширення полум'я, згідно вимог розділу 2 ПУЕ:2009, гл.2.3.39, п.10.2.6 НАПБ В.01.056-2005/111, п.14.2.21 НАПБ В.01.034-2005/111.

Для кабельних потоків в ЗПК між панелями в фальш-полу монтуються сітчасті проволочні лотки виробництва „ДКС”. В приміщенні зв'язку для кабельної лінії влаштовані кабельні канали. Кабелі розподільчої мережі прокладаються в настінних пластикових коробах, стійких до поширення полум'я. В проекті виконані вогнестійкі ущільнення кабельних ліній. Передбачені вогнестійкі кабельні трубні проходки через будівельні конструкції з межею вогнестійкості не менше EI60 згідно п.10.3 НАПБ В.01.056-2005/111, п.3.18 СНиП 3.05.06-85. В кабельних коробах, на вході кабелів в електротехнічні шафи, встановлені вогнестійкі перегородки з межею вогнестійкості не менше EI45 згідно НАПБ 05.031-2010 п.5.1.11.

2.2.8 Освітлення на підстанції

Освітлення на підстанції буде виконано:

1) на відкритій частині підстанції – прожекторами типу ЖО-07В-400-01, встановленими на прожекторних площадках блискавковідводів;

2) в новому ЗПК – лампами розжарювання (аварійне освітлення), люмінесцентними та натрієвими лампами (робоче освітлення). Включення прожекторів здійснюється обслуговуючим персоналом за допомогою вимикача.

Аварійне освітлення включається автоматично при зникненні робочого освітлення. Живлення аварійного освітлення здійснюється від акумуляторних батарей. Включення освітлення ЗРУ здійснюється за допомогою вимикача, розташованого усередині ЗРУ.

2.2.9 Телемеханіка

Для контролю за роботою нового обладнання 110, 10 кВ, яке встановлюється на ПС Молзавод 110/35/10 кВ, передбачається телемеханізація в об'ємі:

- 1) телесигналізація положення вимикачів 110, 10 кВ;
- 2) телеуправління вимикачами 110, 10 кВ;
- 3) телевимірювання струму навантаження трансформатора ТЗ на стороні 10 кВ;
- 4) телевимірювання струму навантаження СВ – 10 кВ;
- 5) телевимірювання струму навантаження лінійних вимикачів 10 кВ;
- 6) телевимірювання напруги на шинах 10 кВ;
- 7) аварійно – попереджувальна сигналізація.

Збір телеінформації передбачається виконати від цифрових вимірювальних перетворювачів та мікропроцесорних захистів по інтерфейсу RS 485. Для збору і обробки даних передбачається пристрій телемеханіки МКСУ який встановлюється в новому ЗПК.

Пристрій МКСУ передбачається з конфігурацією достатньою для прийому діючої телеінформації на ПС та підключення телеінформації від обладнання 110, 10 кВ, яке встановлюється.

Зв'язок між діючими пристроями МКСУ та новим передбачається по кабелях зв'язку типу «вита пара».

Для передачі телеінформації на ДП Запоріжобленерго використовується діючий канал зв'язку.

2.2.10 Засоби зв'язку

Проектом передбачається передача основних каналів диспетчерсько - технологічного зв'язку та телемеханіки на ділянці ПС Молзавод - ДП ПАТ " Запоріжобленерго " по діючим каналам зв'язку.

Для організації резервних каналів диспетчерсько-технологічного зв'язку передбачається на ділянці ПС Молзавод - Б.Дністровські РЕМ спорудження УКВ радіо зв'язку на базі радіостанцій типу «Моторола» та для організації резервних каналів телемеханіки передбачається встановлення радіо-модемів, типу «Conel».

Резервне живлення обладнання зв'язку, яке розміщується на енергооб'єктах здійснюється від існуючих джерел електроживлення.

2.2.11 Розрахунок блискавкозахисту

Від прямих ударів блискавки електроустаткування підстанції захищається стрижньовими і тросовими громовідводами.

ВРУ-110 кВ захищаються стрижньовими громовідводами, встановленими, як правило, на конструкціях ВРУ, тобто використовується захисна дія високих об'єктів, які є блискавкоприймачами (опори ВЛ, проміжні щогли, і так далі). Від стійок конструкцій ВРУ-110 кВ з громовідводами забезпечується розтікання струму по магістралях заземлення не менше чим в двох напрямках.

Захист ПЛ 110 кВ від прямих ударів блискавки виконується за допомогою підвісу в якості грозозахисного тросу сталевого тросу марки ТК-9

(ТК-50). Трос глухо заземлюється на кожній опорі. Кріплення грозозахисного тросу на анкерно-кутових опорах прийнято за допомогою ізолятора ПСД 70 Е.

Тросові громовідводи ВЛ-110 кВ і заземлювачі громовідводів, що окремо стоять, з'єднуються з контуром заземлення ПС.

Зона захисту на висоті 11,3 м від БЛ на порталах ВРП-110:

$$H = 19,35 \text{ м}; h_x = 11,3 \text{ м}$$

$$h_a = H - h_x = 8,05 \text{ м};$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{H}} = 8,131 \text{ м}$$

Зона захисту на висоті 11,3 м від БЛ на радіощоглі:

$$H = 30,55 \text{ м}; h_x = 11,3 \text{ м};$$

$$h_a = H - h_x = 19,25 \text{ м};$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{H}} = 22,484 \text{ м}.$$

Зона захисту на висоті 7,85 м від БЛ на радіощоглі:

$$H = 30,55 \text{ м}; h_x = 7,85 \text{ м};$$

$$h_a = H - h_x = 22,7 \text{ м};$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{H}} = 28,895 \text{ м}.$$

Зона захисту на висоті 7,85 м від БЛ на РУ-35 кВ:

$$H = 19,35 \text{ м}; h_x = 7,85 \text{ м};$$

$$h_a = H - h_x = 11,5 \text{ м};$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{H}} = 13,09 \text{ м}.$$

Зона захисту на висоті 11,3 м від БЛ на РУ-35 кВ:

$$H = 19,35 \text{ м}; h_x = 11,3 \text{ м}$$

$$h_a = H - h_x = 8,05 \text{ м}$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{H}} = 8,131 \text{ м}$$

2.2.12 Вибір КЛ 10 кВ

Приєднання Новомиколаївської СЕС до шин 10 кВ передбачається виконати по 8-ми кабельних лініях 10 кВ прокладеним від трансформаторних підстанцій (ТП-10/0,4 кВ), розташованих на території СЕС до КРПЗ-10 кВ ПС Молзавод.

Для приєднання СЕС до КРПЗ 10 кВ використаємо кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену. Кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену мають ряд переваг перед кабелями з паперовою просоченою ізоляцією:

- 1) підвищена робоча температура, що дозволяє збільшити пропускну здатність;
- 2) підвищена стійкість при роботі в умовах перевантажень і коротких замикань;
- 3) можливість прокладки на трасах з необмеженою різницею рівнів;

- 4) не містять масла, бітуму, свинцю, що спрощує монтаж, експлуатацію і усуває екологічно несприятливі чинники;
- 5) надійніші в експлуатації і потребують менших витрат на реконструкцію та утримання кабельних ліній;
- 6) меншу вагу і допустимий радіус вигину;
- 7) можливість виготовлення кабелів великої будівельної довжини;
- 8) одножильні і трижильні кабелі з оболонкою з поліетилену.

Підвищена термічна і механічна стійкість зшитого поліетилену обумовлена створенням нових молекулярних зв'язків у процесі вулканізації ("зшивання") ізоляції.

Знайдемо робочий струм в нормальному режимі:

$$I_p = \frac{S}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U} = \frac{\sqrt{40^2 + 2^2}}{8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 289 \text{ А.}$$

Виходячи з отриманого результату, вибираємо кабель марки АПвЕВ перерізом $F = 120 \text{ мм}^2$.

Матеріал жили – мідь, кабелі прокладаються в землі трикутником.

2.3 Системи релейного захисту та автоматики на підстанції

2.3.1 Основні положення релейного захисту

Релейний захист – комплекс автоматичних пристроїв, призначених для швидкого виявлення та відокремлення від енергетичної системи пошкоджених елементів в аварійних ситуаціях з метою нормальної роботи її справної частини.

Основні вимоги до релейного захисту:

- 1) час спрацювання – проміжок часу з моменту виявлення пошкодження до моменту відокремлення пошкодженого елемента від мережі;

- 2) селективність – характеризує здатність виявляти пошкоджений елемент і вимикати його за допомогою найближчих вимикачів;
- 3) чутливість – характеризує здатність виявляти пошкодження в кінці встановленої для неї зони дії в мінімальному режимі роботи системи; іншими словами – це здатність визначати ті види пошкоджень і ненормальних режимів роботи, на які розрахований захист, у будь-якому стані роботи системи;
- 4) надійність – здатність релейного захисту діяти правильно та безвідмовно в усіх режимах об'єкту, що контролюється, при усіх видах пошкоджень і ненормальних режимів, та не діяти в нормальних умовах, а також при таких пошкодженнях і порушеннях нормального режиму, при яких дія даного захисту не передбачена.

2.3.2 Системи релейного захисту та автоматики підстанції

Прийнятий для даної підстанції об'єм релейного захисту та автоматики забезпечує необхідну надійність електропостачання споживачів у відповідності до вимог ПУЕ.

Релейний захист та автоматика на елементів підстанції виконана на постійному оперативному струмові, напругою 220 В.

На основі виконаних розрахунків струмів короткого замикання, у відповідності до ПУЕ та інших нормативних документів, на трансформаторі 110/10/10 кВ ПС «Молзвод» передбачені основний і резервний захисти силового трансформатора, виконані на основі реле ДЗТ-11 (основний захист) та на базі мікропроцесорного пристрою МРЗС-05-04 (резервний захист).

Захист приєднань на стороні 10 кВ виконаний на мікропроцесорних пристроях типу МРЗС-05:

- 1) захист вводів 10 кВ – МРЗС-05-01;
- 2) захист ліній 10 кВ – МРЗС-05М;
- 3) СВ 10 кВ – МРЗС-05-02.

Спроектовані цифрові мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики забезпечують надійне селективне вимкнення усіх видів коротких замикань і резервування захистів.

2.3.2.1 РЗА приєднань 10 кВ

В якості захисту СВ 10 кВ прийнято мікропроцесорний пристрій МРЗС-05-02 з функцією АВР та ЗМН. АВР 10 кВ запускається по факту відсутності напруги на одній із секцій 10 кВ і наявності на іншій. При відсутності блоківки АВР (справність кіл ТН 10 кВ І(ІІ) с. ш.) у блоці МРЗС формується команда на увімкнення СВ 10 кВ. При дії логічного захисту шин команда не формується (визначається конфігурацією та ранжуванням МРЗС).

Захист відходящих ліній виконаний на базі МРЗС-05М, що забезпечує три ступені струмових захистів і направлену ЗНЗ, а також функцію АПВ. В якості дублюючого захисту від пошкоджень у комірках ЗРП напругою 10 кВ передбачений логічний захист шин, який діє по принципу блокування струмової відсічки вводів при дії пускових органів МСЗ лінії 10 кВ.

2.3.2.2 УРВВ і АУВ

Пристрій резервування відмови вимикача запускається при спрацюванні захистів на відмову вимикача, з контролем наявності мінімальному струму в його колі, та спрацьовує із заданими незалежними витримками часу:

- 1) при запуску від захистів лінії (внутрішні функції пристрою);
- 2) на вимкнення чи заборону АПВ відповідних приєднань.

На стороні 10 кВ УРВВ є функцією захисту вводів трансформаторів, секційного вимикача та відходящих ліній.

У проекті також передбачено автоматизоване управління вимикачем приєднань 110 та 10 кВ через термінал. АУВ забезпечує прийом команд «Увімкнути» та «Вимкнути», контроль положення вимикача «Увімкнено» та

«Вимкнено», блокування вимикача від багатократних включень, фіксацію положення вимикачів. Функція АУВ закладена у терміналах відповідних приєднань.

2.3.3 Організація релейного захисту та автоматики трансформаторів

2.3.3.1 Загальні положення

Для трансформаторів повинні бути передбачені пристрої релейного захисту від пошкоджень і ненормальних режимів роботи.

До пошкоджень відносять:

- 1) багатofазні короткі замикання в обмотках і на виводах трансформатора;
- 2) однофазні короткі замикання на землю в обмотках і на виводах, приєднаних до мережі з глухо заземленою нейтраллю;
- 3) міжвиткові замикання в обмотках;
- 4) однофазні замикання на землю в мережі 3-10 кВ з ізольованою нейтраллю (від цього виду пошкоджень захист передбачується, якщо трансформатор живить мережу, в якій вимкнення однофазних замикань на землю необхідно відповідно до вимог безпеки).

До ненормальних режимів відносяться:

- 1) проходження надструмів в обмотках при зовнішніх КЗ;
- 2) проходження надструмів в обмотках при перевантаженнях трансформатора;
- 3) пониження рівня масла.

Як зазначалось вище, для даних трансформаторів передбачено основний захист, виконаний на базі ДЗТ-11, та резервний, виконаний на базі мікропроцесорного пристрою МРЗС-05-01.

Основний захист трансформаторів на базі реле ДЗТ-11 реалізує наступні функції:

- 1) поздовжній диференціальний струмовий захист від усіх видів коротких замикань, спрацьовує в зоні, обмеженої трансформаторами струму;
- 2) захист діє на відключення усіх вимикачів трансформатора без витримки часу.
- 3) резервний захист трансформаторів на стороні 110 та 10 кВ передбачені на базі мікропроцесорного пристрою МРЗС-05-01, який забезпечує виконання наступних функцій:
- 4) трьохступінчатий максимальний струмовий захист від між фазних замикань;
- 5) автоматичне повторне увімкнення;
- 6) пристрій резервування вимкнення вимикача.

МРЗС-05-01 також виконує функції самодіагностики, реєстрації аварійних подій.

Передбачено прискорення дії МСЗ сторони ВН трансформатора по принципу логічного захисту. Прискорення захисту виконується у випадку, якщо відсутній блокуючий імпульс від пускового органу III ступені на вводах 10 кВ трансформаторів.

2.3.3.2 Кола захисту трансформатора

Розглянемо більш детально захист трансформатора ТРДН-40000/110, встановленого на ПС «Молзавод». В якості основного швидкодіючого захисту застосовується диференціальний захист, виконаний на базі реле ДЗТ-11. При паралельній роботі трансформаторів він забезпечує не лише швидке, а й селективне вимкнення пошкодженого трансформатора. Якщо б паралельно працюючі трансформатори Т1 і Т2 були оснащені максимальними струмовими захистами, то при пошкодженні на вводах низької напруги трансформатора подіють максимальні струмові захисти обох трансформаторів, а так як їх витримки часу однакові, то вимкнуться обидва трансформатори. Саме тому МСЗ встановлюються лише як резервний захист трансформатора.

Диференційний захист, що спрацьовує без витримки часу, забезпечує у даному випадку вимкнення лише пошкодженого трансформатора.

Для виконання диференційного захисту трансформатора встановлюються трансформатори струму зі сторони усіх його обмоток, як показано на рис. 2.2 та рис. 2.3. Вторинні обмотки трансформаторів струму з'єднуються в диференційну схему і паралельно їм підключаються струмові реле.

При проходженні в зоні дії диференційного захисту струму короткого замикання, в реле проходить повний струм КЗ поділений на коефіцієнт трансформації трансформаторів струму. Під впливом цього струму захист спрацьовує. При цьому замикаються контакти КAW (рис. 2.4), спрацьовує проміжне реле KL1, при замиканні контактів якого подається напруга на котушку реле КО, яке вимикає відповідний вимикач трансформатора. Блінкер КН1 сигналізує про спрацювання диференційного захисту трансформатора.

Максимальний струмовий захист (МСЗ) служить для вимкнення трансформатора при виникненні короткого замикання на збірних шинах або на відходящих від них приєднаннях, якщо релейний захист або вимикачі цих елементів відмовили у роботі. Одночасно релейний захист від зовнішніх коротких замикань використовується і для захисту від пошкоджень у трансформаторі. Однак за умовами селективності МСЗ повинен мати витримку часу і, відповідно, не може бути швидкодіючою. Саме тому вона використовується як резервний захист і спрацьовує лише у випадку відмови основного захисту трансформатора.

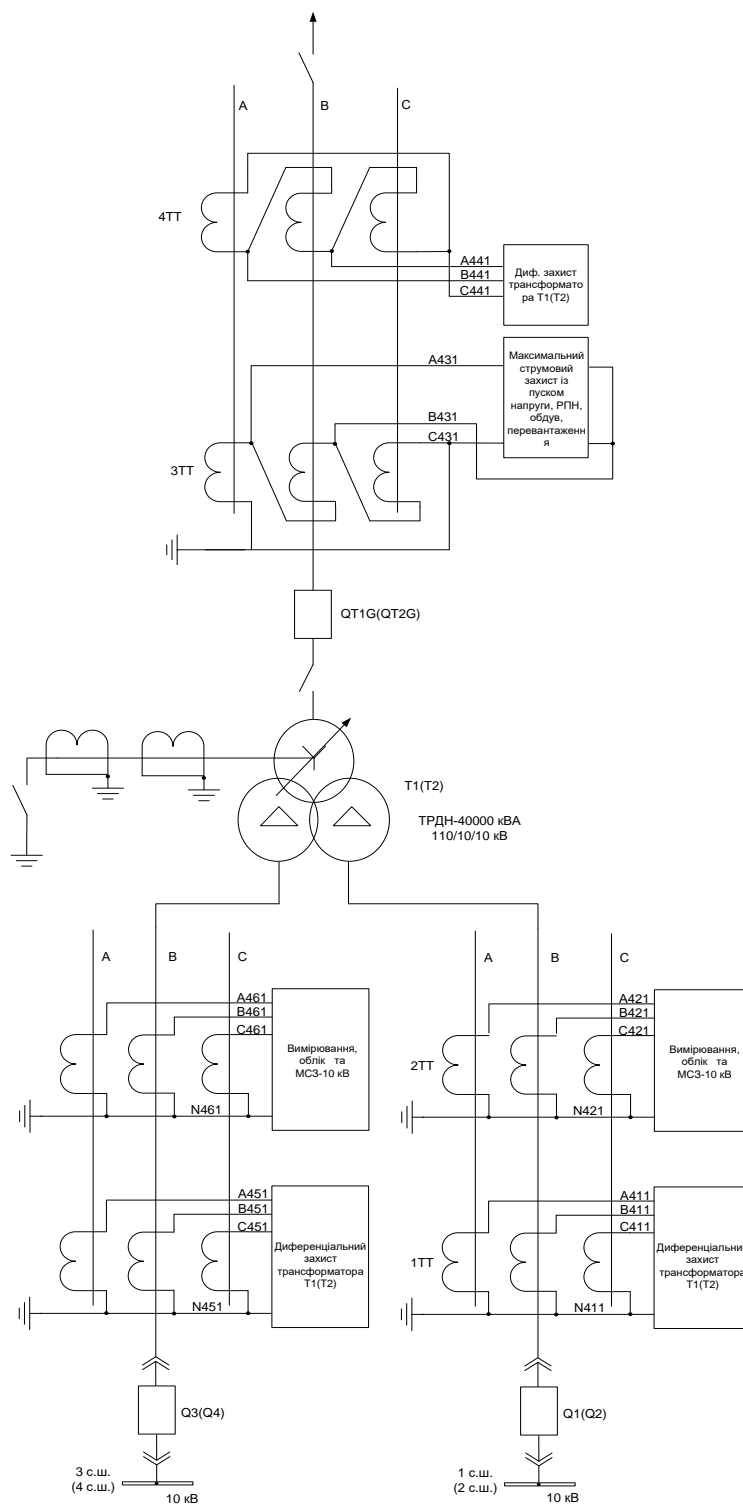


Рис. 2.2. Захист трансформатора (пояснююча схема)

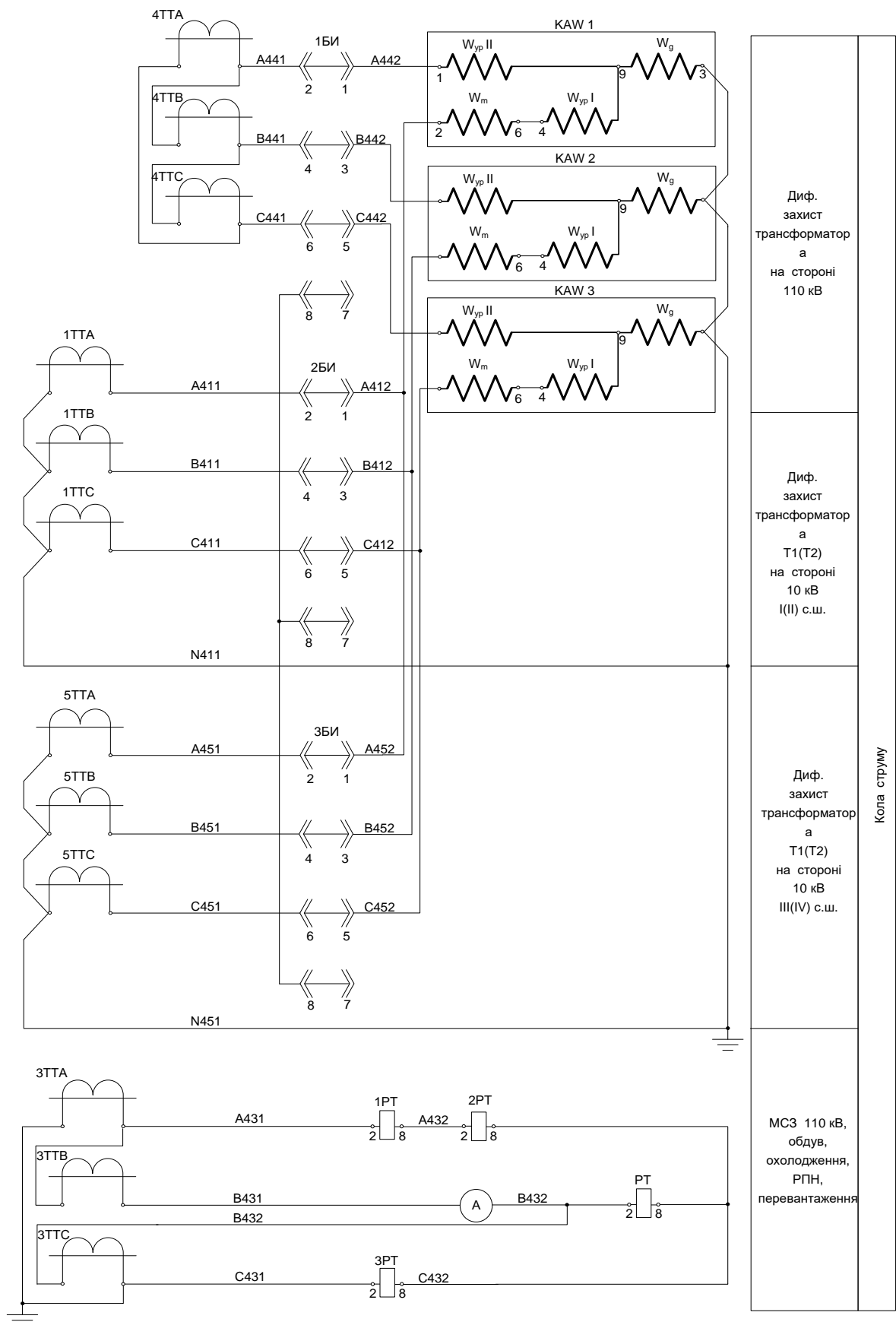
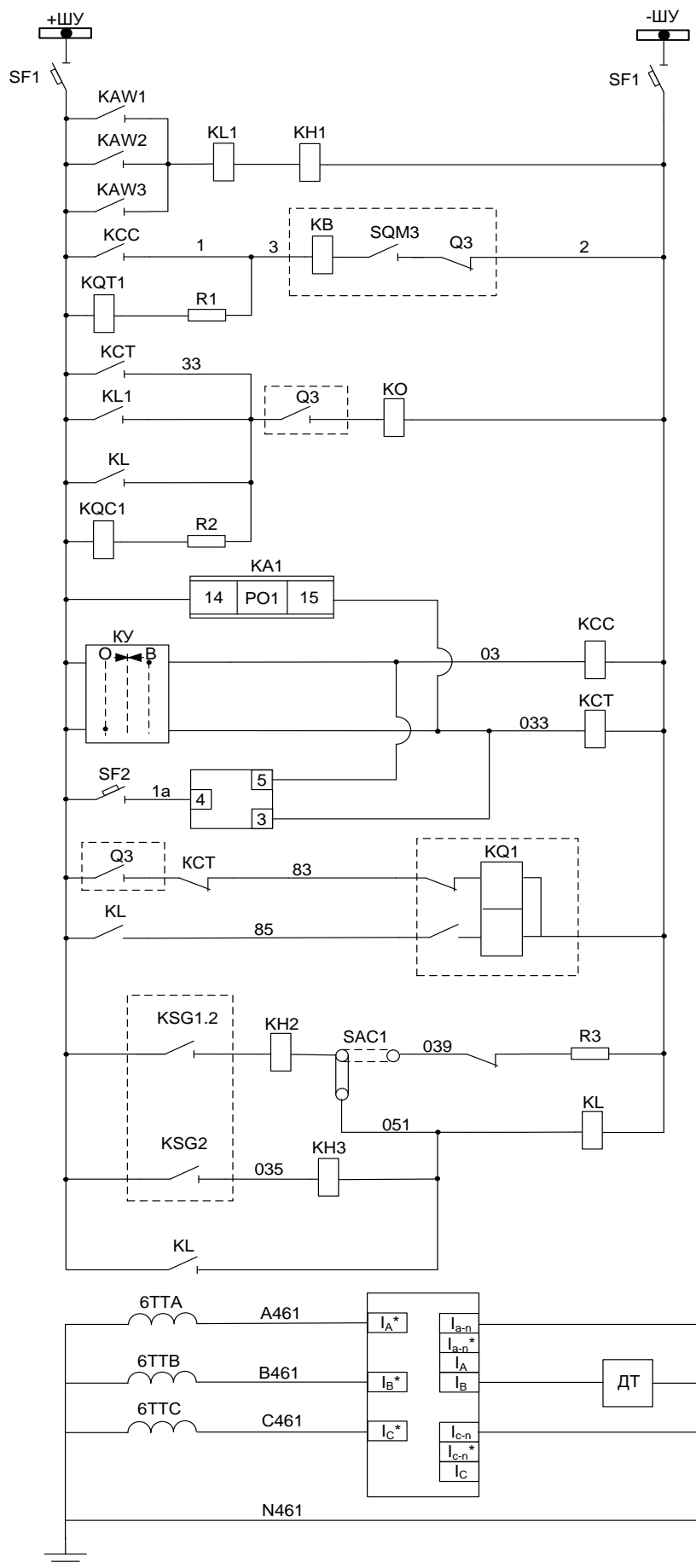


Рис. 2.3. Струмові кола релейного захисту трансформаторів



Шинки керування та автомат
Кола диф. захисту
Коло увімкнення
Реле положення „Вимкнено”
Кола вимкнення
Реле положення „Увімкнено”
Реле команди „Увімкнути”
Реле команди „Вимкнути”
Увімкнення по колам ТМ
Вимкнення по колам ТМ
Реле фіксації положення вимикача
Газовий захист трансформатора
Газовий захист РПН

Рис. 2.4. Схема релейного захисту та автоматики трансформаторів

Захист від перевантажень. Трансформатори допускають перевантаження на протязі тривалого часу. При відсутності на об'єкті оперативного персоналу контроль за перевантаженням трансформатора виконується засобами телемеханіки. Захист від перевантажень може працювати на розгрузку або вимкнення (при неможливості ліквідації перевантаження іншими засобами). Для даного трансформатора захист від перевантажень встановлено зі сторони живлення у кожній фазі.

Час спрацювання захисту від перевантажень для уникнення помилкових сигналів повинен перевищувати час роботи захисту та відновлення нормального режиму роботи автоматики. Для даного випадку приймаємо витримку часу 9 с.

Газовий захист призначений для вимкнення пошкодження всередині трансформатора, коли під дією дуги розкладається масло. Вона встановлюється всередині труби, що з'єднує бак трансформатора з розширювачем.

Гази, що утворюються при дуговому замиканні всередині бака, виштовхують масло із трубопроводу та газового реле, а потім проривається в розширювач, заповнюючи газове реле. При незначному виділенні газу, він через трубу заповнює верхню частину газового реле, а надлишок надходить у розширювач. Таким чином у газовому реле накопичується газ, який можна випустити через кран, набрати в спеціальну ємність і направити на аналіз. Всередині об'єму, де накопичується газ, знаходиться поплавок, який при наявності газу опускається та замикає контакти, діючи на сигнал (сигнальний елемент газового реле). Другий елемент (поплавок) газового реле розміщений всередині реле на шляху потоку масла з труби в розширювач, він може опуститись під тиском масла при його викиді чи заповненні реле газом. Викид масла або появлення відразу великого об'єму газу виникає при серйозному пошкодженні всередині баку, тому цей елемент відразу діє на вимкнення. Вимикаючий елемент газового захисту має уставку спрацювання по

швидкості масла, величина якої визначається по заводській інструкції та може корегуватися в залежності відстану трансформатору.

Газовий захист РПН. Бак РПН також з'єднаний із розширювачем (окремий відсік) і в з'єднувальній трубі встановлене реле струму, яке спрацьовує тільки при викиді масла. В ньому лише один вимикаючий елемент – заслінка замість поплавка. Газ, що виділяється при переключенні контактів, вільно виходить у розширювач і не викликає спрацювання реле. Реле спрацьовує при викиді масла, який виникає при перекритті всередині відсіку РПН. Після спрацювання реле струму залишається у спрацьованому положенні та повинне повернутись у початкове положення при натисненні кнопки на реле. Реле також оснащено кнопкою опробування, при натисненні якої можна вимкнути трансформатор.

2.3.3.3 Кола сигналізації

Основне призначення сигналізації – звернути увагу оперативного персоналу на появу змін у електричній схемі кола, на виникнення небезпечного режиму роботи кола або конкретного обладнання, на дію пристроїв РЗА та ін.

На об'єктах застосовують різноманітну сигнальну апаратуру: вказівні реле, реле імпульсної сигналізації, дзвінки, табло, сигнальні лампи і т.п.

Вказівні реле використовують як для сигналізації про характер порушення нормального режиму роботи (наприклад, перевантаження обладнання, замикання на землю, поява газу в трансформаторі і т. д.), так і для фіксації спрацювання конкретних пристроїв РЗА або окремих елементів. В нормальних умовах, коли струм не проходить через обмотку вказівного реле, прапорець реле утримується у піднятому положенні бортиком відпавшого якоря реле. В момент проходження струму через обмотку вказівного реле якорь притягується до сердечника реле, звільнюючи прапорець, і він падає під дією власної ваги. Одночасно замикаються контакти вказівного реле, які можуть

На рис. 2.5 приведена схема кіл сигналізації захисту трансформатора. Дана схема живиться від джерела постійного оперативного струму. У ній реалізована сигналізація про положення вимикача, яка спрацьовує при замиканні контактів вимикача, та сигналізація про ненормальні режими роботи трансформатора або спрацювання його захисту, яка спрацьовує при замиканні контактів відповідних реле, а також вказує на несправність кіл управління та релейного захисту.

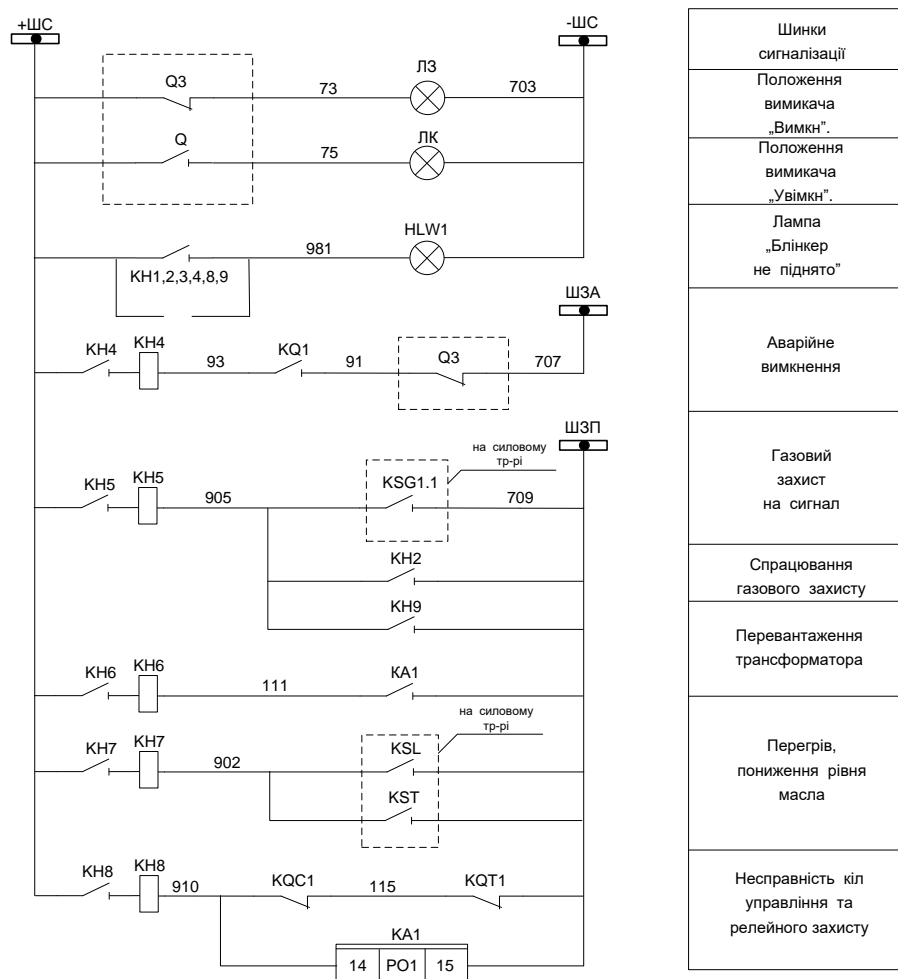


Рис. 2.5 – Кола сигналізації

2.3.3.4 Розрахунок уставок спрацювання релейного захисту трансформаторів

Диференційний захист.

Вибір уставок диференційного захисту виконується відповідно до двох умов: налаштування по струму намагнічування та по струму небалансу.

Струм намагнічування трансформатору досягає 5-6 величини його номінального струму. У схемі диференційного захисту він не компенсується, і захист повинен бути налаштованим по ньому для виключення помилкового спрацювання при увімкненні трансформатору.

Струми небалансу в схемі диференційного захисту трансформаторів і автотрансформаторів мають місце через погрішності трансформаторів струму, через зміну коефіцієнта трансформації трансформатору в результаті регулювання напруги, через неточне вирівнювання вторинних струмів.

Визначимо первинні струми силового трансформатору, виберемо трансформатори струму та знайдемо відповідні вторинні струми в плечах захисту. Трансформатори струму вибираються таким чином, щоб величини вторинних струмів не перевищували 5 А. Результати розрахунків приведені в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8.

Найменування величини	Позначення та метод визначення	Числові значення для сторін	
		110 кВ	10 кВ
Первинні номінальні струми трансформатору, А	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}$	201,1	1101
Схеми з'єднання обмоток ТС		трикутник	повна зірка
Коефіцієнти трансформації ТС	$n_{\text{ТС}}$	600/5	1500/5
Вторинні струми в плечах захисту, А	$I_{\text{ном ВТ}} = \frac{k_{\text{сх}} I_{\text{ном}}}{n_{\text{ТС}}}$	2,9	3,67

Вибираємо місце встановлення гальмівної обмотки із вимог забезпечення максимальної чутливості захисту. На понижувальних

двообмоткових трансформаторах гальмівна обмотка підключається до трансформаторів струму, встановлених на стороні низької напруги.

Мінімальний струм спрацювання із вимог відлаштування від струму намагнічування:

$$I_{C3} \geq k_H \cdot I_H = 1,323 \cdot 201,1 = 266,1 \text{ (A)}$$

де k_H – коефіцієнт надійності відлаштування;

I_H – номінальний струм обмотки, що має найбільшу потужність.

Визначаємо число витків робочої обмотки для основної сторони 110 кВ та число витків зрівнювальних обмоток для сторони 10 кВ.

Результати розрахунків приведені у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9.

Найменування величини	Позначення та метод визначення	Числові значення
Розрахунковий струм спрацювання реле на основній стороні, А	$I_{\text{ср осн}} = \frac{k_{\text{сх}} I_{\text{с3}}}{n_{\text{ТС}}}$	$I_{\text{ср осн}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 266,1}{600/5} = 3,84 \text{ (A)}$
Розрахункова кількість витків обмотки реле для основної сторони	$\omega_{\text{осн розр}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср осн}}}$	$\omega_{\text{осн розр}} = \frac{100}{3,84} = 26,04$
Прийняте число витків реле для основної сторони	$\omega_{\text{осн}}$	26
Струм спрацювання реле на основній стороні, А	$I_{\text{ср осн}} = \frac{F_{\text{ср}}}{\omega_{\text{осн розр}}}$	$I_{\text{ср осн}} = \frac{100}{26} = 3,85$
Розрахункова кількість витків на стороні 10 кВ	$\omega_{10 \text{ розр}} = \omega_{\text{осн}} \frac{I_{\text{осн ВТ}}}{I_{1 \text{ ВТ}}}$	$\omega_{10 \text{ розр}} = 26 \frac{2,9}{3,67} = 20,3$
Прийнята кількість витків на стороні 10 кВ	$\omega_{\text{урI}}, \omega_{\text{урII}}$	20

Розрахункова кількість витків гальмівної обмотки визначається по формулі:

$$\omega_{\text{гальм}} \geq k_H \frac{I_{\text{нб розр}} \omega_{\text{роб}}}{I_{\text{гальм}} \operatorname{tg} \alpha},$$

де

$I_{\text{нб розр}}$ – сумарний струм небалансу;

$I_{\text{гальм}}$ – розрахунковий струм при трьохфазному к. з.;

$\operatorname{tg} \alpha$ – тангенс кута нахилу дотичної до осі абсцис, проведеної з початку координат до характеристики спрацювання реле.

Сумарний розрахунковий струм небалансу складається із трьох складових:

$$I_{\text{нб розр}} = I_{1\text{нб розр}} + I_{2\text{нб розр}} + I_{3\text{нб розр}}$$

Обчислимо розрахунковий струм небалансу, що визначається погрішностями ТС:

$$I_{1\text{нб розр}} = k_a \cdot k_{\text{одн}} \cdot f \cdot I_{\text{кз max}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 23700 = 2370 \text{ (A)},$$

де k_a – коефіцієнт, що враховує на швидкодіючі захисти перехідних процесів при к.з., які супроводжуються проходженням аперіодичних складових в струмі к.з.; приймається $k_a=1$ для реле, що мають БНТ із короткозамкнутими обмотками або інші засоби для відлаштування від перехідних процесів;

$k_{\text{одн}}$ – коефіцієнт однотипності умов роботи ТС; приймається $k_{\text{одн}}=0,5$ у тих випадках, коли ТС обтікаються близькими по величині значеннями струмів, і $k_{\text{одн}}=1$ в усіх інших випадках;

f – погрішність ТС;

$I_{\text{кз max}}$ – струм при трифазному к.з. на шинах 110 кВ.

Друга складова струму небалансу визначається зміною коефіцієнту трансформації трансформатору при регулюванні напруги, визначається за формулою:

$$I_{2нб\text{ розр}} = \Delta N \cdot I_{кз\text{ макс}} = 0,1602 \cdot 23700 = 3796,74 (A),$$

де

ΔN – половина регулювального діапазону, для якого виконується вирівнювання вторинних струмів.

Третя складова розрахункового струму небалансу визначається неточністю вирівнювання вторинних струмів і обчислюється за формулою:

$$I_{3нб\text{ розр}} = 2 \frac{\omega_{I,II\text{ розр}} - \omega_{I,II}}{\omega_{I,II\text{ розр}}} \cdot I_{I,II\text{ кз розр}} = 2 \frac{20,3 - 20}{20,3} \cdot 1188 = 35,1 (A),$$

де $I_{I,II\text{ кз розр}}$ – струм к.з. на стороні 10 кВ.

Обчислимо сумарний струм небалансу:

$$I_{нб\text{ розр}} = 2370 + 3796,74 + 35,1 = 6201,84 (A)$$

Обчислимо розрахункову кількість витків для гальмівної обмотки:

$$\omega_{гальм} = 1,5 \cdot \frac{6201,84 \cdot 26}{23700 \cdot 0,75} = 13,6$$

Розрахунок захистів В-10 Т-1, Т-2

Захист В-10 Т-1, Т-2 реалізуємо на базі мікропроцесорного пристрою типу МРЗС-05-01. В якості захисту використовуємо 3-ступінчатий максимальний струмовий захист, який включає:

логічний захист шин (ЛЗШ являється пристроєм дугового захисту, який призначений для прискореного вимкнення вимикача КРУ при виникненні електричного дугового замикання);

МСЗ В-10 – максимальний струмовий захист вимикача на стороні 10 кВ, що має бути узгоджений із захистом СВ-10;

контроль струму для ПРВВ (вибирається у відповідності до умови чутливості до мінімального струму спрацювання захисту ліній напругою 10 кВ).

Розрахунок захистів В-10 Т-1, Т-2 приведений у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10.

Тип захисту	Розрахунковий струм, А	Коеф. надійності спрацювання захисту і т.п.	Струм спрацювання захисту, А	Струм спрацювання реле захисту, А	Примітка
МСЗ В-10 (МСЗ-2)	800	$K_p=1,0$ $K_{nc}=1,1$	2220	7,4	$I_{сз} \geq K_{nc} \cdot (I_{сз.св10} + I_{нагр}) / K_p$ на відключення В-10
ЛЗШ (МСЗ-1)	220	$K=0,9$	1980	6,6	$I_{сз.мсз} \leq 0,9 \cdot I_{сз.мсз2}$ на відключення В-10
Контроль струму для ПРВВ (МСЗ-3)	80	$K=0,8$	210	0,7	$I_{сз.мсз3} \leq 0,8 \cdot I_{сз.мінТ10}$ на відключення В-10

Розрахунок захистів В-110 Т-1, Т-2

Захист В-110 Т-1, Т-2 реалізуємо на базі мікропроцесорного пристрою типу МРЗС-05. В якості захисту використовуємо 3-ступінчатий максимальний струмовий захист, який включає:

МСЗ В-110 – максимальний струмовий захист вимикача на стороні 110 кВ, що має бути узгоджений із захистом В-10;

перевантаження трансформатора (розраховується у відповідності до умови максимального перевантаження трансформатора на 25%).

Крім того для захисту трансформаторів на стороні 110 кВ передбачені блокування РПН та обдув трансформатору, які відлаштовуються від струму навантаження трансформатора по стороні ВН, реалізованих на базі реле РТ-40/2.

Розрахунок захистів В-110 Т-1, Т-2 приведений у таблиці 2.11.

Таблиця 2.11.

Тип захисту	Розрахунковий струм, А	Коеф. Надійності спрацювання захисту	Струм спрацювання захисту, А	Струм спрацювання реле захисту, А	Примітка
МСЗ В-110 (МСЗ-1)	203	$K_p=1,0$ $K_{нс}=1,1$	300	2,5	$I_{сз} \geq K_{нс} \cdot (I_{сз.св10} + I_{нагр}) / K_p$ на відключення В-110
Перевантаження (МСЗ-2)	201	$K_{п}=1,25$	252	2,1	$I_n \leq 1,25 \cdot I_{ном.вн}$ на сигнал
Блокування РПН	201	-	201	1,7	Блокування автоматичного та дистанційного керування РПН
Обдув	201	-	201	1,7	включення двигунів обдування

3.4 Висновок до другого розділу

В другому розділі ми провели розрахунки струмів короткого замикання завдяки цьому ми обрали необхідні електричні апарати. А саме: вимикачі, роз'єднувачі, обмежувачі перенапруги, трансформатори струму і напруги, а також обрані лічильники електроенергії. Було розраховано та побудовано приміщення КРПЗ 10кВ та ЗПК. Проведено освітлення , телемеханіку, лінії аварійного зв'язку та розраховано блискавкозахист. Був обраний системи релейного захисту та автоматики на підстанції.

3.ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

3.1 Вступ до економічної частини

Об'єктом розроблення дипломного проекту являється реконструкція підстанції «Молзавод» напругою 110/35/10 кВ для .

Метою даної роботи є розрахунок обладнання: трансформаторів, вимикачів, роз'єднувачів, обмежувачі перенапруги (ОПН), комірок з висувним елементами, лічильників для обліку електроенергії та кабельних ліній, завдяки яким можливе розуміння реальної ціни комплектуючих для проектування даного проекту.

В економічній частині дипломного проекту планується виконати розрахунок інвестицій в обладнання, розрахунок капітальних витрат (величину проектних капіталовкладень, витрати на монтажні, налагоджувальні роботи), планується визначити величини експлуатаційних затрат та амортизаційних відрахувань, величину річного фонду заробітної плати, кількість коштів на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж, вартість використання електроенергії об'єктом проектування протягом року.

3.2 Розрахунок капітальних витрат

При визначенні величини проектних капіталовкладень ($K_{пр}$) можна скористатися формулою:

$$K_{пр} = K_{об} \left(\sum_{i=1}^k C_i \right) + Z_{тзс} + Z_m + Z_n + Z_{пр},$$

де $K_{об}(\sum_{i=1}^k C_i)$ – вартість придбання електрообладнання (засобів автоматизації, програмного забезпечення тощо) за проектом або сумарна вартість комплектуючих елементів i - го виду, необхідних для реалізації прийнятого технічного рішення;

k - кількість необхідних комплектуючих елементів;

$Z_{тзс}$ – транспортно-заготівельні і складські витрати;

Z_m – витрати на монтажні роботи;

Z_n - витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{пр}$ – інші одноразові вкладення грошових коштів.

Для розрахунку капітальних витрат потрібно знати вартість всього електрообладнання. Дані занесено до таблиці №3.1.

Таблиця 3.1 - Зведення капітальних витрат у проектному варіанті

№	Найменування технічних засобів	Кількість, шт.	Ціна за одиницю, грн.	Сума, грн.
1	2	3	4	5
Трансформатори				
1	Силовий трансформатор ТРДН-40000/110 кВ	1	9 520 000	9 520 000
2	НОГ-110-П II У1	2	107 000	214 000
3	ТРГ-110-П У1 600/5	4	86 000	344 000
4	ТМ-250/10/0,4	2	63 000	126 000
5	ЗНОМП-35	6	35 600	213 600
6	ТОЛ-10-100/5	3	3 000	9 000

Продовження таблиці 3.1 - Зведення капітальних витрат у проектному варіанті

1	2	3	4	5
7	ТОЛ-10-400/5	7	3 200	22 400
8	ТОЛ-10-1500/5	8	3 750	30 000
9	3хЗНОЛ	4	20 500	82 000
Вимикачі				
10	Вимикач елегазовий -120-SFM-32В	4	3 700 000	14 800 000
11	ВВ/TEL-10-20/630	11	20 000	220 000
12	ВВ/TEL-10-20/1600	6	110 000	660 000
Запобіжник				
13	ПКН-10	4	1 000	4 000
Роз'єднувач				
14	РГ2-110.ІІ/1000 УХЛІ 31,5 кА	8	25 200	201 600
15	РГ1а-110.ІІ/1000 УХЛІ 31,5 кА	3	23 000	69 000
16	РГН16-СК-110/1000 УХЛІ 31,5 кА	3	22 500	67 000
Обмежувачі перенапруги (ОПН)				
17	ОПН-П1-110/88/10/3 ІІІ УХЛІ	4	26 400	105 600
18	ОПН-П1-110/60/10/3	3	24 500	73 500
19	ОПН-П1-35/40.5/ 10/3 УХЛІ	4	9 000	36 000
20	ОПН-10УХЛІ	18	1 000	18 000
Комірки з висувним елементом				
21	КМ-1Ф	22	35 000	770 000
Лічильники для обліку електроенергії				
22	Лічильник EPQS 122.23.17 LL 5(10)A	23	10 000	230 000
Кабелі				
23	ААШВ-10(3х240)	1	485 670	485 670
24	АС-185/29	0,1	97 000	9 700
	Всього			28 311 070

Таблиця 3.2 - Посилання на ціни

Найменування обладнання	Постачальник
Високовольтна апаратура	Інтернет магазин Запорізького заводу високовольтної апаратури, Україна, м. Запоріжжя, Дніпровське шосе,13 тел.: +38 (061) 220-63-71
Електротехнічна продукція	Інтернет магазин: prom.ua тел.:+380 (97) 759-68-21
Кабельна продукція, а також лічильники	Інтернет магазин: Volta м.Дніпро, вул. Шинна, 26 тел. : +38 050 320-31-11

Для подальшого розрахунку капіталовкладень проектного технічного рішення включають:

- витрати на придбання обладнання, техніки, технології, технічних засобів контролю та обліку витрачання ресурсів, приладів діагностики стану обладнання тощо;
- витрати, на виконання будівельно-монтажних робіт;
- витрати на монтаж-налагоджувальні роботи;
- витрати на проведення проектно-конструкторських робіт, підготовку персоналу та інші роботи.

Витрати на монтажні та налагоджувальні роботи будуть покладені на будівельно-монтажну організацію. Вибір будівельно-монтажної організації буде здійснюватися шляхом тендеру.

Капітальні витрати які планується витратити на будівельно-монтажні роботи будуть складати 10% від вартості обладнання , тобто:

$K_T = 0,1 \times 27\,618\,070 = 2\,761\,807$ – сума капітальні витрати яку планується витрати на будівництво

Таким чином, капітальні витрати складуть:

$$K_{\text{пр}} = 28\,311\,070 + 2\,831\,107 = 31\,142\,177 \text{ грн}$$

3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Для розрахунку експлуатаційних витрат потрібні такі складові як:

- C_a – амортизаційні відрахування;
- C_z – заробітна плата обслуговуючого персоналу;
- C_c – єдиний соціальний внесок;
- C_m – витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж;
- $C_э$ – вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або витрат електроенергії;
- $C_{\text{пр}}$ – інші експлуатаційні витрати.

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складають:

$$C = C_a + C_z + C_c + C_m + C_э + C_{\text{пр}}, \text{ грн}$$

3.3.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання. Строк корисного використання (експлуатації) 8 об'єктів основних засобів і нематеріальних активів визначається підприємством самостійно, виходячи з очікуваних економічних вигод, технічних і якісних характеристик основного засобу, морального і фізичного зносу, а також інших факторів, які можуть вплинути на можливість використання. Термін корисного використання об'єктів основних засобів для

нарахування амортизації, який приймається дипломником, не може бути менше мінімально допустимих термінів корисного використання (табл. 4.2)[8].

Виходячи з того, що комплектуючі, мають різний строк експлуатації, різну ціну та входять в один об'єкт (підстанцію). В проекті реконструкції– це трансформатори напруги та стуму на загальну суму (10 561 000 грн), строк експлуатації яких буде дорівнювати виходячи з гарантованого терміну експлуатації (20 років). Також в проекті присутні вимикачі на суму (15 680 000 грн) на гарантованого терміну експлуатації (25 років), роз'єднувачі (337 600 грн) на гарантованого термін (5 років), обмежувачі перенапруги (233 100 грн) на термін (5 років), комірки з висувними елементами (770 000 грн) на термін (25 років), а також кабельні лінії на суму (495 370 грн) на термін (5 років).

Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду дорівнює:

$$H_a = \frac{\Phi_n - Л}{\Phi_n \cdot T_n} \cdot 100\%,$$

де T_n - термін корисного використання (амортизаційний термін);

Φ_n - первісна вартість об'єкта основних засобів.

$Л$ – ліквідаційна вартість

У зв'язку з тим, що ліквідаційну вартість «Л» неможливо визначити на даний момент часу, вона прирівнюється до нуля, тобто:

$$H_a = \frac{\Phi_n}{\Phi_n \cdot T_n} \cdot 100\%$$

Φ_n - первісна вартість електрообладнання (вказана з урахуванням доставки обладнання, монтажних та налагоджувальних робіт), грн

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом:

$$AO = \frac{\Phi_{\text{п}} \times \Phi_{\text{л}}}{T_n}$$

Таблиця 3.3

Розрахунок амортизаційних відрахувань

№ з/п	Назва	Капітальні інвестиції, грн	Норма амортизації, %	Сума амортизації, грн
1	Трансформатори напруги та стуму	10 561 000	5	528 050
2	Вимикачі	15 680 000	4	627 200
3	Роз'єднувачі	337 600	20	67 520
4	Обмежувачі перенапруги	233 100	20	46 620
5	Комірки з висувними елементами	770 000	4	30 800
6	Кабельні лінії	495 370	20	99 074
	Всього			1 399 269

$$H_a = \frac{10\,561\,000}{10\,561\,000 \times 20} \times 100\% = 5\%$$

У зв'язку з тим, що норма амортизації постійна, можна первісну вартість Річні амортизаційні відрахування можна знайти як добуток первісної вартості на норму амортизації:

$$AO = \Phi_n H_a$$

$$AO = 10\,561\,000 \times 5 = 528\,050 \text{ грн}$$

3.3.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Номінальний річний фонд робочого часу одного робітника S_z визначається відповідно до режиму його роботи. Так як підстанція є стратегічним об'єктом, в нормальному режимі роботи, живлення споживачів здійснюється безперервно, тому річний фонд робочого часу підстанції $F_{\text{підс}}$ можна за формулою:

$$F_{\text{підс}} = (D_k * T_{\text{доб}}) = 365 * 24 = 8\,760 \text{ год}$$

На підстанції згідно ПУЕ повинен чергувати як мінімум 1 черговий, за для оперативного реагування на можливу надзвичайна ситуація.

Річний фонд обслуговуючого персоналу за рік визначається як:

$$F_n = (D_k - D_{\text{св}} - D_{\text{вих}}) * T_{\text{зм}} * S$$

Де D_k , $D_{\text{св}}$, $D_{\text{вих}}$ – кількість календарних, святкових і вихідних днів у році відповідно;

$T_{\text{зм}}$ – тривалість зміни, годин. (для робітників складає 8 год,

S – кількість змін підприємства за добу

Час обслуговуючого персоналу 3, 4, та 5 розряду на рік:

$$F_n = (365 - 11 - 104) * 8 = 2000 \text{ год},$$

Чергові працюють по системі «день-ніч-48» згідно з онлайн графіком змін <https://grafik-smen.ru/index.php?day=1&month=1&year=2020&work-days=2&days-off=2&chas=12&number-of-months=12&title=#top> можна розрахувати час роботи охоронця на 2020 рік. Час роботи охоронця $F_{\text{ох}}$ складає 2208 родин.

Згідно статті 108 КЗпП визначено, що робота у нічний час оплачується у підвищеному розмірі, встановлюваному генеральною, галузевою (регіональною) угодами та колективним договором, але не нижче 20% тарифної ставки (окладу) за кожну годину роботи у нічний час.
<https://legalexpert.in.ua/komkodeks/kzot/90-kzot/3900-108.html>.

Місячна заробітна плата чергового на підстанції з урахуванням праці в нічний час складає 13 000 грн: <https://cek.dp.ua/index.php/tovarystvo/personal/vakansii.html>
 тарифна ставка чергового за одну годину складає 70,46 грн.

Результати розрахунків наведені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 Розрахунки річного фонду заробітної плати

№	Найменування професій робітників	Явочний штат, осіб	Списочний штат	Годинна тарифна ставка, грн/год	Номінальний річний фонд робочого часу підприємства, годин	Усього основна зарплата, грн. за рік
1	Електромонтер 3 розряду	2	4	48,12	2000	385 024
2	Електромонтер 4 розряду	3	6	60,16	2000	721 920
2	Електромонтер 5 розряду	1	2	70,46	2000	281 840
3	Черговий	1	4	70,46	2208	622 479
	Усього	7				2 031 263

Визначимо коефіцієнт облікового складу як відношення фонду робочого часу підстанції до ефективного фонду персоналу:

$$K_{\text{обл.ох.}} = \frac{F_{\text{н}}}{F_{\text{р}}} = \frac{8760}{2208} = 3,96 \text{ - для чергових на підстанції}$$

Додаткова заробітна плата – це винагорода за працю понад встановлених норм, за особливі умови праці. До додаткової заробітної плати належать премії, пов'язані з виконанням виробничих завдань і функцій за діючими на

підприємстві преміальними системами, доплати і надбавки, гарантійні і компенсаційні виплати, передбачені чинним законодавством (за роботу в нічний і вечірній час, у важких і шкідливих умовах, за багатозмінний режим роботи, за керівництво бригадою незвільненим бригадирам, за навчання учнів тощо). Додаткова заробітна плата обслуговуючого персоналу визначається в розмірі 10% від основної заробітної плати.

Таким чином, загальна величина річного фонду заробітної плати складає:

$$C_3 = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{дод}}$$

$$C_3 = 2\,031\,263 + 2\,031\,263 * 0,1 = 2\,234\,389 \text{ грн}$$

3.3.3 Єдиний соціальний внесок

Єдиний соціальний внесок визначається на підставі встановленого чинним законодавством відсотка від суми основної та додаткової заробітної плати. Законодавством України (<https://index.minfin.com.ua/labour/social/>) на 2020 рік єдиний соціальний внесок дорівнює 22%.

$$C_c = C_3 * 0,22$$

$$C_c = 2\,234\,389 * 0,22 = 491\,565 \text{ грн.}$$

3.3.4 Витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного устаткування і мереж включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтникам і визначаються за фактичними даними підприємства або укрупнено у відсотках до капітальних витрат:

-для кабельних і повітряних ліній – 0,5 %;

-для підстанцій (у тому числі електроустаткування) – 1%.

Визначимо витрати на технічне обслуговування електроустаткування сонячної електростанції:

$$C_{\text{ел}} = 1\% \cdot K_{\text{ел}} = 1\% \cdot \frac{27\,815\,700}{100} \% = 278\,157 \text{ грн}$$

Визначимо витрати на технічне обслуговування ліній:

$$C_{\text{кл}} = 0,5\% \cdot K_{\text{кл}} = 0,5\% \cdot \frac{495\,370}{100} \% = 2\,477 \text{ грн}$$

Загальні річні витрати на обслуговування й поточний ремонт:

$$C_{\text{пр}} = 278\,157 + 2\,477 = 280\,634 \text{ грн.}$$

3.3.5 Розрахунок вартості витрат електроенергії

Підстанція «Молзавод» входить до 1 класу зі ступенем напруги вище 27,5 кВ відповідно до <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1126-09>

Вартість втрат електроенергії об'єктом проектування протягом року визначається за формулою:

$$C_e = W_p C_e,$$

де W_p - річні витрати електроенергії, кВт·год;

C_e - тариф на електроенергію, грн./кВт годин з ПДВ.

Згідно критеріїв визначення класів споживачів електричної енергії:
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1126-09> підстанція «Молзавод» входить до 1 класу
зі ступенем напруги вище 27,5 кВ. Відповідно до <http://www.nerc.gov.ua/?id=37481>
ставка для першої категорії складає 79,62 грн/МВт * год

$$W_p = 50\,316,2 \text{ кВт} \cdot \text{рік}$$

$$C_e = 50\,316,2 \cdot 0,07962 = 4\,006,17 \text{ грн}$$

Для того, щоб розрахувати втрати електроенергії

Таблиця 3.5 – Перелік живлення споживачів СЕС

Споживачі	Потужність кВт	Час роботи год/доба	Сезонна робота день/рік	Електроенергія кВт*рік
Живлення БК	0,4	24	365	3 504
Освітлення периметру підстанції	0,07	12	365	306,6
Електро-освітлення приміщень	0,12	12	365	525,6
Блок релейного захисту	0,5	24	365	4 380
Обігрів	10	24	90	21 600
Кондиціонування	2,5	24	90	5 400
ПК	1	24	365	8760
Власні потреби	3	4	365	5 840
Всього				50 316,2

Таким чином, експлуатаційні витрати дорівнюватимуть:

$$C = 1\,399\,269 + 2\,234\,389 + 491\,565 + 280\,634 + 4\,006 = 4\,409\,863 \text{ грн}$$

3.3.6 Визначення інших витрат

Інші витрати по експлуатації об'єкта проектування включають витрати з охорони праці, на спецодяг та ін. Згідно з практикою, ці витрати визначаються у розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу.

$$C_{\text{пр}} = 2\,234\,389 * 0,04 = 89\,375 \text{ грн}$$

3.4 Висновок до Економічної частини

При розрахунку економічної частини дипломного проекту, а саме сонячної електростанції було визначено загальну суму капітальних затрат, яка становить 31 142 177 грн та експлуатаційні витрати, які складають 4 409 863 грн. А також інші витрати які складають 89 375 грн.

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Шкідливі та небезпечні фактори під час експлуатації підстанції

Електрична напруга є основним небезпечним фактором під час експлуатації підстанції. Основним фактором оцінки небезпеки є величина струму, що проходить через тіло людини, в наслідок дотику до струмовідних частин.

Так як найбільшу небезпеку несе обладнання яке знаходиться біля обслуговуючого персоналу підстанції. В основному це обладнання яке приєднане до систем шин 10 кВ. Тому будемо розраховувати саме 10 кВ, як найбільш вірогідну напругу ураження людини.

Оцінимо можливість випадкового потрапляння людини під дію напруги та розрахуємо струм. (таблиця 4.1.).

Також потрібно не забувати про техніку безпеки яка пов'язана з роботами на висоті, тобто 3,5 м від поверхні підлоги , так як виникає можливість падіння.

Вихідні дані для оцінки небезпеки під час експлуатації підстанції

$U_L = 10000$ В – лінійна напруга мережі;

$U_\phi = 5770$ В – фазна напруга мережі;

$R_L = 1000$ Ом – опір людини;

$R_D = 1500$ Ом – опір електричної дуги;

$R_K = 100$ Ом – опір контакту в місці замикання на землю;

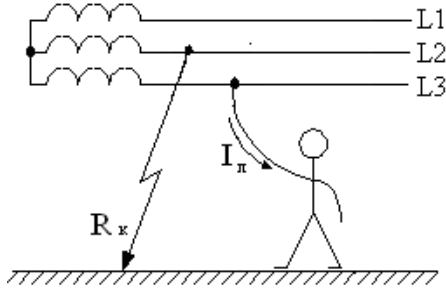
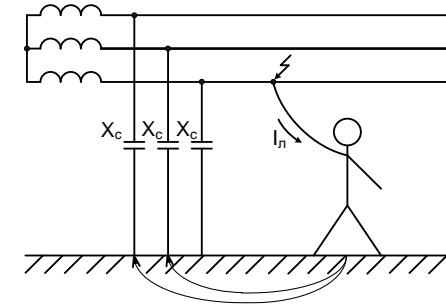
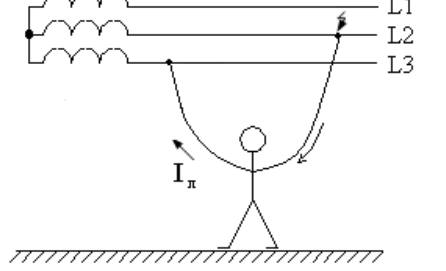
$$I_{33} = \frac{U_L(35 \cdot L_K + L_\Pi)}{350} = \frac{10 \cdot (35 \cdot 1,35 + 0)}{350} = 10,7 \text{ А} - \text{струм замикання на землю};$$

$$X_c = \frac{3 \cdot U_\phi}{I_{33}} = \frac{3 \cdot 5,77 \cdot 10^3}{10,7} = 1618 \text{ Ом} - \text{ємнісний опір лінії відносно землі};$$

$L_K = 1,35$ км – довжина кабельних ліній підключених до мережі (вихідні дані до дипломного проекту);

$L_\Pi = 0$ км – загальна довжина підключених до мережі повітряних ліній;

Таблиця 4.1.

Тип	Розрахунки	Схема
Однофазний дотик при аварійного режиму роботи мережі	$I_{\text{Л}} = \frac{U_{\text{Л}}}{R_{\text{Л}} + R_{\text{К}} + R_{\text{Д}}} =$ $= \frac{10}{1 + 0,1 + 1,5} = 3,85 \text{ А}$	
Однофазний дотик через землю	$I_{\text{Л}} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{R_{\text{л}}^2 + (X_{\text{C}}/3)^2}} =$ $= \frac{5,77 \cdot 10^3}{\sqrt{1000^2 + \left(\frac{1618}{3}\right)^2}} =$ $= 5,1 \text{ А.}$	
Двофазний дотик	$I_{\text{Л}} = \frac{U_{\text{Л}}}{R_{\text{Л}} + R_{\text{Д}}} = \frac{10}{1 + 1,5} = 4 \text{ А}$	

4.2 Технічні та організаційні заходи з техніки безпеки

Для проведення персоналом робіт з обслуговування підстанції, перевірки заземлень, перевірки стану ізоляції, штат робітників повинен бути укомплектований не менше ніж двома фахівцями, які пройшли перевірку в установленому порядку та допущених до роботи з енергоустановками. Персонал підстанції повинен мати вищу, спеціальну або середньо-спеціальну освіту.

До персоналу підстанції входять:

Начальник підстанції - керівник робіт який має 5-ту групу з електробезпеки; Черговий - член бригади з 4 групою з електробезпеки;

Електромонтер - член бригади, 4 група з електробезпеки;

Електромонтер - член бригади, 4 група з електробезпеки;

Кожен співробітник підстанції зобов'язаний виконувати свою роботу згідно посадової інструкції, що накладає на нього певні права та обов'язки. Роботи на підстанції проводяться за нарядом-допуском . Наряд допуск видається адміністративно – технічним персоналом , який має право видавати наряд – допуск.

Перед початком робіт робітник повинен перевірити справність інструментів та засобів індивідуального захисту, звертаючи особливу увагу на термін її технічного огляду, випробування.

Інструктаж бригаді на робочому місці проводить керівник робіт до початку виконання робіт. Засоби індивідуального захисту для бригади робітників вказані у табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Засоби індивідуального захисту

Вид	Призначення	Нормативні документи	Кількість
Комбінезон бавовняний	Захист від загальних виробничих забруднень, та понижених температур	Галузеві норми видачі спецодягу та взуття	4 шт.
Рукавиці комбіновані	Захист від загальних виробничих забруднень	Правила експлуатації захисних засобів	4 пари
Черевики шкіряні	Захист від загальних виробничих забруднень	Галузеві норми видачі спецодягу та взуття	4 шт.
Каска захисна	Захист голови	Правила експлуатації захисних засобів	4 шт.
Показчик напруги 110 кВ	Основний засіб захисту від напруги	Правила експлуатації електрозахисних пристроїв	1 шт.
Рукавиці діелектричні	Додатковий засіб захисту	Правила експлуатації електрозахисних пристроїв	2 пари
Заземлення переносне	Додатковий засіб захисту	Правила експлуатації електрозахисних пристроїв	1 к-т

4.3 Пожежна безпека

Під час експлуатації підстанції є ризик виникнення пожежі. Даний ризик виникає тому що в момент комутації струмопровідних частин, які знаходяться під напругою, виникає електрична дуга, яка має велику температуру, що досягає 3000 °С. Це може призвести до займання ізолюючих матеріалів, оплавленню металевих захисних корпусів.

Під час виконання реконструкції підстанції необхідно дотримуватись вимог НАПБА 01.001-2014 "Правила пожежної безпеки в Україні". На території підстанції повинні бути пожежні щити з таким набором засобів пожежогасіння: негорюча повсть 2х2 м - 1 шт., вогнегасники - 2 шт.,

лопати - 2 шт., гаки - 2 шт., ломи - 1 шт., сокири - 1 шт., поряд повинні бути бочка з водою- та ящик з піском.

Підготовка персоналу

1) Інструктаж проводиться інженерно-технічним персоналом підстанції об'єкта за узгодженою програмою.

2) На території підстанції повинні регулярно проводитись протипожежні тренування з черговим персоналом, а також спільні з пожежними частинами пожежно-тактичні навчання. Навчання проводяться працівниками-спеціалістами з охорони праці. Перед проведенням робіт кожен член бригади зобов'язаний пройти цільовий інструктаж. Також співробітники проходять первинний інструктаж ,який проводять з працівником до початку роботи безпосередньо на робочому місці. А також повторний інструктаж раз в 3 місяці та позаплановий інструктаж при виявленні порушень правил техніки безпеки чи при зміні технологічного процесу.

Під час виникнення пожежі необхідно зняти напругу з секції шин і заземлити її. Після зняття напруги гасіння пожежі потрібно проводити будь-якими засобами пожежогасіння (розпиленою водою, повітряно-механічною піною, вогнегасниками).

Під час гасіння пожежі на електроустановках які знаходяться під напругою з використанням ручних пожежних стволів необхідно:

- застосовувати ефективні способи і прийоми подавання вогнегасних речовин у зону горіння;
- дотримуватись безпечних відстаней від електроустановок, що перебуває під напругою, до пожежників, які працюють з ручними пожежними стволами;
- застосувати індивідуальні ізолювальні електрозахисні засоби під час гасіння пожежі на електроустановках без зняття напруги;
- забезпечувати надійне заземлення пожежних стволів і пожежних автомобілів.

Під час пожежі на енергетичному об'єкті перша особа, яка виявила загоряння, зобов'язана негайно повідомити телефоном пожежну охорону, начальника зміни підстанції (чергового або диспетчера підстанції), старшого зміни і приступити до гасіння пожежі наявними засобами пожежогасіння, дотримуючись правил техніки безпеки.

Як вогнегасні речовини під час гасіння пожеж в електроустановках під напругою доцільно використовувати компактні та розпилені струмені води, газові вогнегасні речовини - інертні розріджувачі (на основі інертних газів), вогнегасний порошок.

Забороняється застосовувати усі види піни під час гасіння пожеж на електроустановках під напругою. Під час гасіння пожежі в електроустановках які знаходяться під напругою необхідно застосовувати засоби і прийоми подачі в зону горіння вогнегасних речовин, які забезпечують безпечну роботу пожежників і ефективне гасіння пожежі.

Необхідно заземлити ручні пожежні стволи та насоси пожежних автомобілів під час гасіння пожеж на електроустановках, які знаходяться під напругою. Заземлення встановлюється за допомогою гнучких мідних проводів перетином не менше 25 мм², оснащених спеціальними струбцинами для підключення до заземлених конструкцій: гідрантів водогінних мереж, металевих опор повітряних ліній електропередачі, обсадних труб артезіанських свердловин, шурфів тощо.

Місця до якого можна підключати заземлення визначається спеціалістами підстанції, вносяться до графічної частини оперативного плану пожежогасіння об'єкта і позначаються відповідними знаками заземлення.

Засоби індивідуального захисту (діелектричні рукавиці, боти) необхідно застосовувати для електробезпечності персоналу і пожежників, які безпосередньо беруть участь у гасінні пожежі на електроустановках, які знаходяться під напругою або можуть перебувати під напругою.

4.4 Розрахунок заземлення

4.4.1. Визначення розрахункового однофазного струму замикання на землю.

Мета розрахунку – визначити параметри заземлення: кількість, розміри і розміщення на плані об'єкта, що захищається, вертикальних і горизонтальних електродів.

Характеристика електроустановки (Уном, режим нейтралі). В нормальному режимі роботи існують 3 класи напруги 110 кВ, 35 кВ та 10 кВ ці класи напруг ми приймаємо за номінальні вихідні дані для розрахунку заземлення.

Кліматична зона запорізької області характеризується як III згідно [].

Середня багаторічна нижча температура (січень), °С - від –10 до 0

Середня багаторічна нижча температура (липень), °С - від +22 до +24

Середньорічна кількість опадів, см – 50

Тривалість замерзання вод, дні – 100

Згідно з ПУЕ [9] трифазні установки напругою 110 кВ і вище працюють з ефективно заземленою нейтраллю і відносяться до установок з великими струмами замикання на землю (> 5000 А).

$$I_{з\ 110} = 8,9 \text{ кА}$$

В установках з великими струмами замикання на землю як розрахунковий струм приймається стале значення найбільшого зі струмів однофазного замикання на землю для проектного заземлюючого пристрою.

В установках з малими струмами замикання на землю без компенсації ємнісних струмів розрахунковий однофазний (ємнісний) струм замикань на землю приблизно може бути визначений за формулою:

$$I_3 = \frac{\sqrt{3}U_\phi}{350} (3,5l_K + l_\Pi)$$

де U_ϕ – фазна напруга мережі, кВ;

$$I_{3\ 35} = \frac{\sqrt{3} \times 35 \times 10^3}{350} (3,5 \times 1,35 + 0) = 818 \text{ A}$$

$$I_{3\ 10} = \frac{\sqrt{3} \times 10 \times 10^3}{350} (3,5 \times 1,35 + 0) = 234 \text{ A}$$

4.4.2 Розрахунок опору заземлювачів

Визначається припустимий опір заземлюючого пристрою, згідно [7]

$$R_{з\ 110} = R_{з\ 35} = 0,5 \text{ Ом}$$
$$R_{з\ 10} = \frac{250}{I_{з\ 10}} = \frac{250}{234} = 1,07 \text{ Ом}$$

4.4.3. Підраховується опір природних заземлювачів

Для проекту попередньо було обрано заземлюючі провідники, для пристроїв підключених до мережі 110 кВ це: стальна смуга 50x10 мм, а також провід мідний ПВ3 пер. 1x32 мм. Для обладнання яке підключено до мережі 35 кВ кругла оцинкована, Ø20 мм. Для перевірки правильності вибору заземлювачів розрахуємо опори та зрівняємо з допустимими нормами.

Для протяжної на поверхні землі смуги:

$$R_{\text{смуг}} = \frac{\rho}{\pi l} \ln \frac{2l}{d}$$
$$R_{\text{смуг}} = 0,809 \text{ Ом}$$

Для протяжного на поверхні землі круглого прута:

$$R_{\text{прута}} = \frac{\rho}{\pi l} \ln \frac{2l}{d}$$
$$R_{\text{прута}} = 2,81 \text{ Ом}$$

де ρ - питомий опір ґрунту, Ом м (прийнято 102 Ом×м);

l – довжина заземлювача, м;

d - діаметр круглого заземлювача, м;

t – відстань від поверхні землі до центра заземлювача, м;

a, b – ширина і довжина пластинчастого заземлювача, м.

Згідно з загально прийнятими вимогами до заземлювачів:

опір для обладнання підключеного до мережі 110 кВ повинен бути не більше, ніж 4 Ом;

для обладнання яке підключено до мережі 35 кВ не більше 8 Ом.

За даними вище наведених розрахунків бачимо, що наші умови виконуються, а отже заземлюючі провідники обрано вірно.

4.5 Висновок до розділу охорона праці

В даному розділі ми розглянули шкідливі та небезпечні фактори під час експлуатації підстанції, було розглянуто технічні та організаційні заходи з техніки безпеки, а також пожежну безпеку на підстанції. Було розраховано заземлення .

ВИСНОВКИ

В першому розділі ми дали коротку характеристику ПС Молзавод, а також оцінили Новомиколаївську СЕС яка буде вводиться в систему. Привели розрахунок режиму роботи частини ОЕС України в період літнього мінімуму, що дозволило зрозуміти стан системи до і після підключення СЕС. Провели техніко-економічне порівняння схеми видачі потужності Новомиколаївської СЕС і знайшли оптимальний варіант реконструкції підстанції.

В другому розділі ми провели розрахунки струмів короткого замикання завдяки цьому ми обрали необхідні електричні апарати. А саме: вимикачі, роз'єднувачі, обмежувачі пренапруги, трансформатори струму і напруги, а також обрані лічильники електроенергії. Було розраховано та побудовано приміщення КРПЗ 10кВ та ЗПК. Проведено освітлення, телемеханіку, лінії аварійного зв'язку та розраховано блискавкозахист. Був обраний системи релейного захисту та автоматики на підстанції.

При розрахунку економічної частини дипломного проекту, а саме сонячної електростанції було визначено загальну суму капітальних затрат, яка становить 31 142 177 грн та експлуатаційні витрати, які складають 4 409 863 грн. А також інші витрати які складають 89 375 грн.

В розділі охорона праці розглянули шкідливі та небезпечні фактори під час експлуатації підстанції, було розглянуто технічні та організаційні заходи з техніки безпеки, а також пожежну безпеку на підстанції. Було розраховано заземлення.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. - М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.
2. Тимофеев С. А. Основы выбора нелинейных ограничителей перенапряжений. – Красноярск, 2003. – 49 с.
3. Рекомендации по выбору и применению ограничителей перенапряжения производства ЗАО "ЗЭТО" для оптимальной защиты электрооборудования / ЗАО "ЗЭТО". – г. Великие Луки, 2006. – 23 с.
4. Охрана труда в электроустановках / Под ред. Б.А. Князевського – М.: Энергоатомиздат., 1983. – 250 с.
5. Долин П.А Основы техники безопасности в электроустановках – М.: Энергоатомиздат., 1984. – 280 с.
6. Правила улаштування електроустановок. – Х.: Вид-во «Форт», 2009. – 708с.
7. Методичні вказівки з виконання розрахункової частини розділу „охорона праці” в дипломних проектах студентів інституту електроенергетики. Частина 1 /Уклад. В.І. Голінько, В.Ю. Фрундін, Я.Я. Лебедєв, В.Є. Колесник – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет. – 2004. – 34 с.
8. Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломної роботи для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Укладачі: Л.В. Тимошенко, Н.В. Дементьєва - Дніпро: НГУ, 2018. - 15 с.
9. Правила улаштування електроустановок - Видання офіційне - Київ 2017 – 605 с.
- 10.

ДОДАТКИ

Додаток А